

Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto



**Impacto Económico-financeiro no
Sobreequipamento de Centrais Eólicas**

Márcio André Oliveira Dias

Dissertação realizada no âmbito do
Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores
Major Energia

Orientador da Faculdade: Prof. Dr. António Carlos Sepúlveda Machado e Moura
Orientador da Empresa: Eng. Fernando Ferreira
Coorientador da Empresa: Eng. João Fernandes

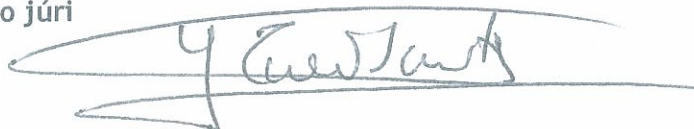
Junho de 2014

A Dissertação intitulada

“Impacto Económico-Financeiro no Sobreequipamento de Centrais Eólicas”

foi aprovada em provas realizadas em 14-07-2014

o júri



Presidente **Professor Doutor José Eduardo Roque Neves dos Santos**

Professor Auxiliar do Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores
da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto



Professor Doutor Manuel da Ressurreição Cordeiro

Professor Catedrático do Departamento de Engenharias da Escola de Ciências e
Tecnologias da Universidade de Trás-os-Montes e Alto Douro



Professor Doutor António Carlos Sepúlveda Machado e Moura

Professor Catedrático do Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de
Computadores da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto

O autor declara que a presente dissertação (ou relatório de projeto) é da sua exclusiva autoria e foi escrita sem qualquer apoio externo não explicitamente autorizado. Os resultados, ideias, parágrafos, ou outros extratos tomados de ou inspirados em trabalhos de outros autores, e demais referências bibliográficas usadas, são corretamente citados.



Autor - Márcio André Oliveira Dias

Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto

Resumo

A tecnologia eólica é uma aposta na produção de energia, verificando-se atualmente um crescimento da sua utilização.

Neste contexto, a empresa Eurico Ferreira S.A. tem vindo a apostar na produção de energia eólica, possuindo até então dois parques eólicos situados em Portugal, um dos quais será alvo de estudo na presente dissertação.

O parque eólico de Felgar é constituído por quatro aerogeradores Vestas V-80 de 2 MW verificando-se um funcionamento de poucos períodos na sua potência máxima. De modo a aproveitar melhor esse tempo anual em que o parque não está a funcionar na sua potência máxima, recorre-se ao sobreequipamento, que consiste na instalação de um ou mais aerogeradores.

Como metodologia para a presente dissertação, recorreu-se a um processo para estimar a produção do parque eólico sobreequipado, utilizando dados reais históricos. De seguida procedeu-se à sua análise económica, verificando-se desta forma o retorno do investimento. Nesta análise de investimentos utilizou-se a remuneração segundo os decretos-lei, e por conseguinte os indicadores económicos de forma a avaliar a rentabilidade do parque.

De um modo geral, podemos concluir que a metodologia utilizada foi bem-sucedida, uma vez que os dados previstos para a central eólica atual foram ao encontro dos dados reais da produção da empresa. Após este processo foram obtidos novos dados de produção e de remuneração para o novo aerogerador V-100 de 2 MW, para realização do sobreequipamento da central eólica.

Com o sobreequipamento, verificou-se uma existência de perdas de produção, devido à limitação de produção de acordo com a potência de injeção na rede, o que seria de esperar uma vez que o valor máximo da potência de injeção na rede se manteve.

Abstract

The wind power technology is a bet in the production of energy and nowadays there has been an increase in its use.

In this context, the Eurico Ferreira S.A. firm, has been investing in the production of the wind power energy, having now two wind parks in Portugal. One of them will be the object of study in this essay.

The Felgar Wind Park is constituted by four Vestas V-80 2 MW wind turbines, reaching the maximum full power only during a few periods of time. In order to take advantage of that annual time when the park is not functioning in its maximum full power, the over-equipment is used, consisting in the installation of one or more wind turbines.

As methodology in this essay, a process was used to estimate the production of the over equipped wind park, using real historical data. After, an economic analysis was done, thus verifying the return of the investment. In this investment analysis, the remuneration was used according to the law ordinances, and therefore the economic indicators, in order to assess the profitability of the park.

In a general way, we can conclude that the used methodology was well succeeded because the predicted data for the present wind power plant were according to the real data production of the firm. After this process, new data production and remuneration for the new V-100 wind turbine of 2 MW were obtained, having in mind the over equipment of the wind park.

With the over-equipment, there were losses of production due to the limiting of production according to the power injection on the network, which one would expect since the maximum power injection on the network remained.

Agradecimentos

Queria agradecer ao meu orientador da faculdade, Professor Doutor António Machado e Moura pela sua disponibilidade total para a orientação desta dissertação, pela grande ajuda prestada e pelo grande exemplo de amizade, humildade e simpatia ao longo de todo o meu percurso académico na FEUP.

Ao meu orientador da empresa, Engenheiro Fernando Ferreira pela sua disponibilidade em me receber, motivação, amizade e confiança que depositou em mim ao acolher esta dissertação na Empresa Eurico Ferreira S.A..

Ao meu coorientador da empresa, Engenheiro João Fernandes por toda a ajuda, dedicação, conhecimento e confiança depositada em mim durante a realização desta dissertação na empresa.

Aos meus pais e irmãos um obrigado especial, que me proporcionaram todas as condições que me permitiram chegar até aqui, acreditaram nas minhas capacidades de atingir um objetivo e nunca duvidaram de mim.

À Carla, ao Nuno, Joaquim, Nuno Ricardo, Rui e Fábio que foram meus colegas no departamento de I&D da empresa, por todo o apoio e motivação na realização desta dissertação e ajuda na integração na empresa.

Ao Sérgio, Pedro, Henrique, José Carlos e Ricardo amigos no percurso académico obrigados pelo apoio ao longo de todos estes anos e pela amizade.

Muito obrigado a todos!

Índice

Resumo	iii
Abstract.....	v
Agradecimentos	vii
Índice.....	ix
Lista de figuras	xi
Lista de tabelas	xii
Abreviaturas e Símbolos	xiii
Capítulo 1	1
Introdução.....	1
1.1 - Enquadramento	1
1.2 - Motivação	3
1.3 - Objetivos	3
1.4 - Estrutura da dissertação.....	3
Capítulo 2	5
A energia eólica e os recursos eólicos.....	5
2.1 - História da Energia Eólica	5
2.2 - O meio ambiente.....	6
2.3 - Formação dos ventos	9
2.4 - Topografia.....	9
2.5 - Variabilidade do vento	10
2.6 - Modelização do Vento - Programa EXCEL.....	12
Capítulo 3	13
Sistemas de conversão de energia eólica.....	13
3.1 - Conceitos teóricos	13
3.2 - Controlo de Potência.....	14
3.3 - Tipos de aerogeradores	14
3.4 - Constituição	16
3.5 - Descrição dos Aerogeradores	19
3.6 - Sobreequipamento de parques eólicos.....	22
3.7 - Perdas Técnicas	28
Capítulo 4	29
Estudo e análise da produção do sobreequipamento eólico	29
4.1 - Historial do parque	29
4.2 - Descrição da metodologia	31
4.3 - Limitação de potência	31
Capítulo 5	33
Análise de investimento	33

5.1 - Tarifas	33
5.2 - Investimento no parque eólico	34
5.3 - Indicadores de rentabilidade	35
Capítulo 6	37
Caso em estudo	37
6.1 - Localização e descrição da central eólica sobreequipada.....	37
6.2 - Desenvolvimento do projeto.....	37
Capítulo 7	47
Conclusões	47
7.1 - Sobre o trabalho	47
7.2 - Sobre o futuro	48
Anexos	49
Anexo 1	49
Anexo 2	51
Referências	55

Lista de figuras

Figura 1 - Enquadramento e área do parque eólico de Felgar	2
Figura 2 - Emissões do dióxido de carbono [2]	7
Figura 3 - Circulação do vento no período diurno e noturno numa zona montanhosa [4]	9
Figura 4 - Variação do vento num período de 24 horas	10
Figura 5 - Variação do vento nos 4 aerogeradores num período de 4 horas	11
Figura 6 - Esquema de uma turbina eólica [6]	16
Figura 7 - Base da turbina V-80 de 2 MW	18
Figura 8 - Estrutura do aerogerador V-80 de 2 MW	19
Figura 9- Curva de potência do aerogerador Vestas V-80 de 2 MW [7]	20
Figura 10- Curva de potência do aerogerador Vestas V-100 de 2 MW [8]	21
Figura 11- Curva de Potência do funcionamento normal e limitado da V-80 2 MW	32
Figura 12 - Média da potência obtida para os aerogeradores num intervalo de 10 minutos (kWh)	39
Figura 13 - Períodos horários de produção [12]	41
Figura 14 - Preço por MWh nos quatro anos.....	44
Figura 15- Evolução do IPC	45

Lista de tabelas

Tabela 1 - Dados gerais da central eólica	2
Tabela 2 - Especificações técnicas do aerogerador V-80 de 2 MW	20
Tabela 3 - Especificações técnicas do aerogerador V-100 de 2 MW	21
Tabela 4 - Média anual da disponibilidade de cada aerogerador	30
Tabela 5 - Média da disponibilidade de cada aerogerador (%).....	30
Tabela 6 - Média da Potência num período de 10 minutos (kW)	30
Tabela 7 - Média da velocidade do vento num período 10 minutos (m/s).....	31
Tabela 8 - Distribuição do investimento do sobreequipamento do parque eólico	35
Tabela 9 - Dados gerais do parque eólico sobreequipado	37
Tabela 10 - Média da potência obtida dos quatro aerogeradores, para um intervalo de 10 minutos (kWh)	38
Tabela 11 - Média da potência obtida para o quinto aerogerador, num intervalo de 10 minutos (kWh)	38
Tabela 12 - Média da produção da central eólica atual e sobreequipada num intervalo de 10 minutos.....	39
Tabela 13 - Média anual da produção com limitação dos aerogeradores (MWh)	40
Tabela 14 - Distribuição da produção num período de quatro anos (kW).....	42
Tabela 15 - Produção anual (GWh)	43
Tabela 16 - Dados anuais da central eólica	43
Tabela 17 - Análise do investimento para os três estados de espírito	45
Tabela 18 - Período de retorno do investimento.....	46
Tabela 19 - Taxa interna de retorno do investimento	46
Tabela 20 - Média do lucro obtido por ano.....	46

Abreviaturas e Símbolos

Lista de abreviaturas:

AEG	Aerogerador
AEGs	Aerogeradores
AIA	Avaliação de impacte ambiental
AWEA	<i>American Wind Energy Association</i>
DGEG	Direção Geral de Energia e Geologia
EIA	Energy Information Administration
EUA	Estados Unidos da América
FEUP	Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto
I&D	Investigação & Desenvolvimento

Lista de símbolos:

ρ	Massa Volúmica
P	Potência
A	Área de interseção
V	Velocidade do vento
FC	Fator de Carga
E _{anual}	Energia anual
P _{parque}	Potência do parque
°C	Graus Celcius
kW	Quilowatt
kWh	Quilowatt-hora
€/kWh	Euro por quilowatt-hora
m/s	Metros por segundo
MW	MegaWatt
kW	Quilowatt
m ²	Metro quadrado
dB	Decibel
m	Metro
Hz	Hertz
nº	Numero
CO ₂	Dióxido de Carbono
km	Quilometro

Capítulo 1

Introdução

No capítulo um pretende-se fornecer uma visão geral da contextualização da dissertação, definindo o enquadramento, os objetivos a alcançar, a motivação e a sua estrutura.

A tecnologia eólica é cada vez mais uma aposta na produção de energia, verificando-se atualmente em crescimento. Este crescimento deve-se as baixas emissões de CO₂ originadas e é uma forma de aumentar a contribuição energética para o país.

Um dos principais desafios para a produção da energia eólica continua a ser a variabilidade do vento que causa instabilidade na potência, sendo esta muito instável.

1.1 - Enquadramento

A entidade Eurico Ferreira S.A. (detida pelo grupo PROEF SGPS S.A.) que tem vindo a apostar nas energias de origem eólica pretende sobreequipar o seu parque eólico, ou seja, construir um aerogerador adicional ao Parque Eólico de Felgar já existente, sendo este atualmente constituído por 4 aerogeradores, para desta forma, alcançar uma maior produção de energia e uma maior consistência de energia entregue à rede.

O sobreequipamento do Parque Eólico tornou-se possível pela publicação do Decreto-Lei n.º 51/2010, de 20 de Maio, que alterou o anterior Decreto-Lei n.º 225/2007, de 31 de Maio, viabilizando a instalação de até 20% de potência adicional nos parques eólicos em exploração.

O novo aerogerador irá utilizar a infraestrutura elétrica existente, associada ao parque eólico, sendo apenas necessária a ligação do novo aerogerador a um outro já presente que se encontre mais próximo.

O Estudo de Impacte Ambiental do sobreequipamento do Parque Eólico de Felgar, foi elaborado de acordo com a legislação portuguesa em vigor, nomeadamente com o disposto no Decreto-lei n.º 69/2000 de 3 de Maio, alterado pelo Decreto-Lei n.º 197/2005, de 8 de Novembro, que estabelece o regime jurídico da avaliação de impacte ambiental (AIA) dos

projetos públicos e privados suscetíveis de produzirem efeitos significativos no ambiente, transpondo para a ordem jurídica interna a Diretiva n.º 85/337/CEE, do Conselho, de 27 de Junho de 1985, com as alterações introduzidas pela Diretiva n.º 97/11/CE, do Conselho, de 3 de Março de 1997.

A central eólica em estudo localiza-se em torre de Moncorvo, na freguesia de Felgar do distrito de Bragança. A central é atualmente constituída por quatro aerogeradores e distribuída de acordo com a figura seguinte.

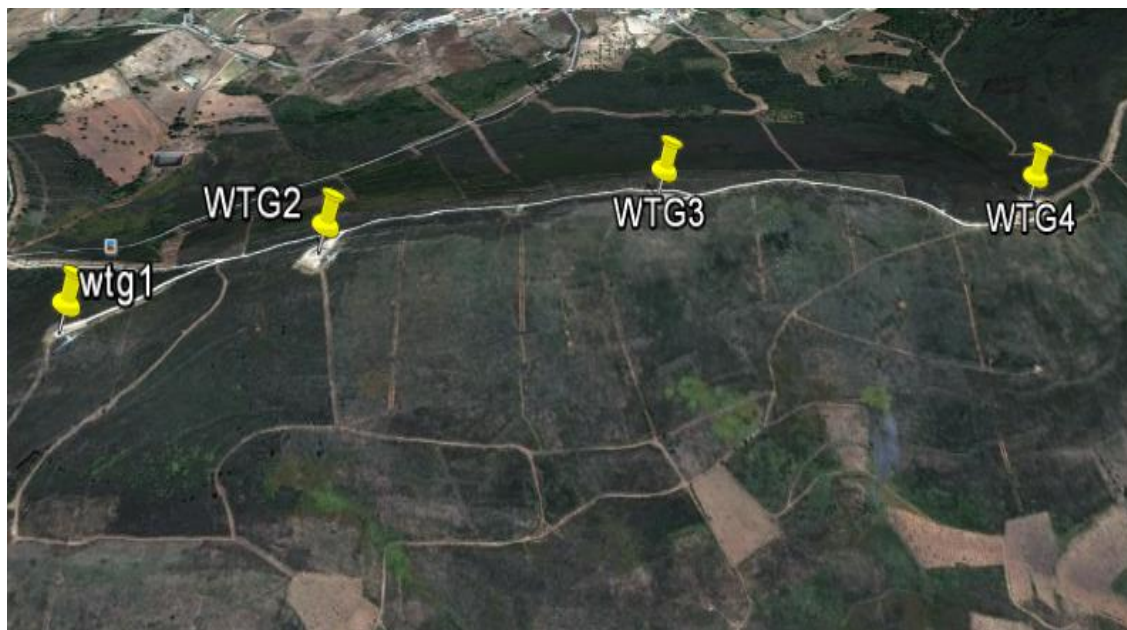


Figura 1 - Enquadramento e área do parque eólico de Felgar

Na tabela seguinte, podemos encontrar mais dados sobre a central eólica.

Tabela 1 - Dados gerais da central eólica

Região	Norte
Sub-Região	Douro
Data de iniciação	Setembro de 2007
Potência instalada	8 MW
N.º de aerogeradores	4

1.2 - Motivação

A realização desta dissertação surgiu no âmbito da Unidade Curricular “Dissertação” do Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotecnia e de Computadores da FEUP em parceria com a empresa Eurico Ferreira S.A., sendo que a escolha do tema da dissertação foi do interesse da empresa de modo a que seja benéfico para ambas as partes.

A Eurico Ferreira S.A. é uma empresa de prestação de serviços de energias renováveis bem colocada no mercado nacional e muito forte também no estrangeiro.

Este trabalho foi desenvolvido *in the house* da Eurico Ferreira S.A. na Trofa e contou com o suporte da sua área de I&D de Soluções para o futuro das Energias e Telecomunicações nos Mercados Emergentes - novos paradigmas, novas soluções.

1.3 - Objetivos

O objetivo principal desta dissertação consiste no estudo do sobreequipamento da central eólica de Felgar.

Numa fase inicial, pretende-se analisar a viabilidade técnica e ambiental do reforço de potência e assim verificar os impactos causados por esse reforço.

Na segunda fase, o objetivo será que através da análise dos dados históricos dos ventos de anos anteriores, dados esses dos quatro aerogeradores já instalados, obter novos valores de potência para o novo aerogerador, tendo este uma curva de potência diferente dos anteriores.

Já na terceira fase será realizada uma análise económica das condições de rendimento do parque eólico, para tomar uma decisão relativa à implementação ou não desse aerogerador.

1.4 - Estrutura da dissertação

Esta dissertação encontra-se dividida em 7 capítulos, sendo as temáticas abordadas em cada um, as seguintes:

- Capítulo um - Introdução ao tema retratado ao longo da dissertação e abordada a descrição do trabalho e qual o seu interesse, beneficiação e os correspondentes objetivos.
- Capítulo dois - Numa primeira fase, pesquisa da temática da energia eólica, que menciona o seu historial, a atualidade e os impactos ambientais que pode causar. Numa segunda fase refere-se a temática do recurso eólico, ou seja, formação, variabilidade e topologia dos ventos.
- Capítulo três - Descrição do dimensionamento dos aerogeradores, pesquisa e análise de equipamentos a utilizar na solução.

- Capítulo quatro - Descrição do historial do parque, da metodologia a utilizar para cálculo da potência e limitação da potência, bem como a justificação das opções tomadas.
- Capítulo cinco - Caracterização da viabilidade económica e demonstração do cálculo de remuneração para o parque eólico em questão.
- Capítulo seis - Demonstração do desenvolvimento e dos resultados obtidos para o trabalho realizado.
- Capítulo sete - Por último, neste capítulo refere-se as conclusões do trabalho realizado, em que são mencionadas gestões do trabalho futuro que poderá vir a ser desenvolvido e algumas propostas que poderão incentivar a uma maior produção de energia eólica.

Capítulo 2

A energia eólica e os recursos eólicos

O capítulo dois divide-se em duas fases, numa primeira fase pretende-se realizar uma análise da energia eólica, sendo esta constituída pelo seu historial, tipos de utilização, impactos ambientais e seus constituintes, A segunda fase baseia-se mais concretamente no vento, formado pela sua origem, variabilidade e modelação.

Com este capítulo pretende-se então fazer o enquadramento do vento como energia, com as novas tecnologias e os novos termos que serão utilizados nesta dissertação.

2.1 - História da Energia Eólica

O domínio do vento é um dos métodos mais antigos de produção eólica. O homem com o avanço da agricultura viu-se com necessidade, cada vez mais, de utilizar novas ferramentas para o ajudar nas diversas tarefas de trabalho, tais como na moagem dos grãos e no bombeamento de água, pois exigiam cada vez mais esforço humano e animal. Desta forma, tornou-se propício o desenvolvimento de uma forma primitiva do moinho de vento, que simplificavam a moagem dos cereais e o bombeamento de água. No final do século XIX, com o surgimento da eletricidade, foram feitos protótipos de turbinas eólicas modernas, turbinas essas, que foram inspiradas na tecnologia baseada nesses moinhos de vento [1].

O interesse pela energia aumentou quando se deu a crise petrolífera dos anos 70 e, sobretudo, nos anos 80 quando se deu o movimento anti-energia nuclear, o que levou a uma intensificação da procura de novas formas viáveis de produção de energia, tanto a nível económico como ecológico. Nessa altura, foram construídas turbinas eólicas, mas com uma finalidade, a investigação. Mais tarde, foram implementados padrões internacionais, que levaram a um design mais eficiente e uma regulamentação mais precisa, resultando em parques eólicos mais modernos e economicamente mais viáveis [1].

Desde esses acontecimentos, as estações modernas de energia eólica têm vindo a aumentar, razão pela qual a fonte energética é pouco dispendiosa, verificando-se poucos danos ambientais.

No início dos anos 80 foram instaladas as primeiras turbinas eólicas comerciais de maior porte, tanto nos E.U.A (em particular na Califórnia), como na Europa (principalmente na Dinamarca e na Holanda). Essas turbinas eram tipicamente entre 10 a 20 metros de diâmetro e com potências de 50 a 100 kW [1].

Particularmente relevante no quadro do desenvolvimento da energia eólica, foi a política de incentivo à disseminação das energias renováveis promovida pelas autoridades do estado da Califórnia, que conjuntamente com os elevados valores registados para a velocidade do vento em alguns locais deste estado, encorajou o rápido desenvolvimento de parques eólicos financiados por entidades privadas. Em 1987 a potência instalada em sistemas de conversão de energia eólica era de 1500 MW fornecidos por cerca de 15 000 turbinas eólicas.

A positiva experiência de operação com turbinas maiores, em conjunto com os frutos dos programas de investigação, levaram a que o tamanho das turbinas eólicas comerciais evoluisse.

Este aumento das turbinas é vantajoso do ponto de vista económico e ambiental. Em geral, para um determinado local, quanto maior for a potência unitária mais energia é produzida, e melhor aproveitadas são as infra-estruturas elétricas de construção civil. Por outro lado, a redução do número de rotores em movimento diminui o impacto visual [1].

2.2 - O meio ambiente

O impacto ambiental define-se como um conjunto de declarações favoráveis e desfavoráveis produzidas em parâmetros ambientais e sociais, num determinado período de tempo e numa determinada área (situação de referência), resultante da realização de um projeto, comparadas com a situação que ocorreria, nesse período de tempo e nessa área, se esse não viesse a ter lugar.

Segundo o Decreto-lei nº69/2000, a responsabilidade por danos ambientais, é definida pelo artigo 41º:

“Artigo 41º

Responsabilidade por danos ao ambiente

1 - Caso as medidas compensatórias referidas no artigo anterior não sejam executadas, não eliminem integralmente os danos causados no ambiente, o infrator fica constituído na obrigação de indemnizar o estado.

2 - Na total impossibilidade de fixar o montante de indemnização por recurso à caracterização de alternativas à situação anteriormente existente, o tribunal fixará, com recurso a critérios de equidade, o montante da indemnização.

3 - Em caso de concurso de infratores, a responsabilidade é solidária.

4 - O pedido de indemnização é sempre deduzido perante os tribunais comuns.

5 - O disposto nos números anteriores não prejudica o exercício pelos particulares da pretensão indemnizatória fundada no artigo nº4 do artigo 40.º da Lei nº11/87, de 7 de Abril, e demais legislação aplicável.”

2.2.1 -Emissão de gases

Podemos referir que a energia eólica é um dos métodos mais ecológico de produção de eletricidade, pois evita a produção direta de gases por efeito de estufa e poluentes atmosféricos, que são gerados por combustíveis fósseis nessa produção.

Na tabela seguinte é apresentado um conjunto de estatísticas desenvolvidas pela American Wind Energy Association (AWEA), para comparar e quantificar as emissões de gases da energia do vento com outros combustíveis, com base em dados recolhidos pelos U.S. Department of Energy's Energy Information Administration (EIA) [2].

Fuel	CO ₂ Emitted Per Kilowatt-hour (kWh) Generated (in pounds)	KWh Generated, 1997 (billions)	CO ₂ Emitted, Total Generation (billion pounds)
Coal	2.13	1,788	3,807
Natural Gas	1.03	283.6	291
Oil	1.56	77.8	122
U.S. Average Fuel Mix [2]	1.52	3,494	5,313
Wind	--0--	3.4	--0--

Figura 2 - Emissões do dióxido de carbono [2]

Após a análise dos valores da Figura 2, conclui-se que com energias elétricas iguais, as que são geradas por turbinas eólicas, apresentam vantagens maiores no que diz respeito a emissões de gases por efeito de estufa e na redução da concentração de CO₂ durante a sua operação.

Sabe-se que em cada MWh de energia elétrica de origem eólica são reduzidas cerca de 0,8 a 0,9 toneladas de emissões de gases de efeito de estufa, e que teriam origem na utilização dos combustíveis fósseis na produção de energia elétrica [3].

2.2.2 -Emissão de ruído

Na instalação e exploração de um sistema eólico provoca-se um impacto ambiental sonoro, em consequência do movimento giratório das suas pás, da caixa de velocidades e do sistema de transmissão. O ruído gerado pelo normal funcionamento dos aerogeradores que constituem um parque eólico tem por base:

- Uma caracterização do ambiente sonoro existente na área envolvente do parque, antes da instalação dos aerogeradores;

- Uma análise acústica provisional do ruído que será observada nos mesmos locais durante o pleno funcionamento do empreendimento.

Cada aerogerador tem as suas emissões de ruído, dependendo da sua potência, localização espacial e característica topográfica do terreno. O ruído provocado pela caixa de engrenagem funciona na faixa de 1000 a 1500 rpm onde toda a vibração dessa caixa multiplicadora é transmitida para as paredes da cabina (Nacele) onde esta é fixada. A própria torre contribui para a diminuição desse ruído, atenuando-o através dos contatos desta com a nacele.

Relativamente aos geradores utilizados, a tecnologia convencional emprega geradores que necessitam de uma elevada rotação para o seu funcionamento, que contribui assim para níveis de ruído mais elevados.

2.2.3 -Impacto visual

O impacto visual das turbinas é muito subjetivo, pois é uma questão de gosto pessoal, existe pessoas que consideram as turbinas como um símbolo de energia limpa e que se interligam harmoniosamente com a paisagem e outras que consideram a sua presença intrusiva. Contudo, os efeitos do impacto visual têm sido minimizados em relação há consciencialização da população local sobre a geração eólica, passando a conhecer melhor toda a tecnologia através de audiências públicas, publicidade e artigos. Podemos também falar do sombreamento causado pela sombra de um aerogerador em rotação, originando variações de intensidade luminosa de frequência num local, que causa uma impressão visual.

Com o aumento do tamanho das turbinas, para um determinado lugar, verifica-se que quanto maior for a potência unitária maior é a energia produzida, sendo esta uma vantagem a nível económico e ambiental, uma vez que ao haver maior aproveitamento das infraestruturas, menor é o número de rotores, o que provoca uma diminuição do impacto visual.

2.2.4 -Impacto sobre a fauna

Em estudos realizados anteriormente, conclui-se que existe uma taxa de mortalidade em grande escala, mais especificamente em zonas de importantes corredores migratórios ou de deslocações diárias muito frequentes e a zonas costeiras de grande abundância de aves e fauna. A implementação de mais uma turbina, não vai afetar muito o impacto sobre a fauna ou aves, pelo facto de a central não estar em zonas próximas de alimentação, de migração ou repouso. Apesar disso, existe na mesma impactos causados por aves que são originados pela colisão com a estrutura implementada no parque eólico, mas é em pequena proporção.

2.3 - Formação dos ventos

A formação do vento ocorre da combinação de dois fatores, sendo estes a rotação da terra e a energia irradiada pelo sol. A radiação proveniente do sol atinge a terra maioritariamente na zona do equador, o que torna essas zonas mais quentes que nos polos, uma vez que nestas zonas o ar é mais quente, formam-se uma região de baixa pressão pela ocorrência de ascensão deste ar, havendo assim uma deslocação das massas de ar em direção às zonas mais frias. O mesmo acontece no caso oposto, ou seja, nas zonas dos polos, quando ocorre descida de ar frio, forma-se uma região de alta pressão, havendo na mesma deslocação das massas de ar, mas em direção às zonas mais quentes.

Nas regiões montanhosas existe uma maior disponibilidade do vento, devido aos ventos anabáticos, que são provocados pelo aquecimento das encostas. Estes dão origem ao aquecimento do ar, ascendendo até ao topo, sendo substituído pelo ar mais frio da atmosfera da zona. Durante a noite, a temperatura da encosta da montanha é inferior à do ar atmosférico, havendo assim uma inversão da circulação do ar, são chamados ventos catabáticos.

A figura seguinte representa a circulação do vento nas zonas montanhosas.



Figura 3 - Circulação do vento no período diurno e noturno numa zona montanhosa [4]

2.4 - Topografia

A superfície também é um fator importante para obtenção da energia eólica, tendo influência no perfil de velocidades do vento. Portanto, há três fatores que influenciam as características da superfície: a orografia, a presença de obstáculos e a rugosidade do solo.

A orografia da região, tal como referido anteriormente, na presença de montanhas influencia consideravelmente, pelo facto de ser instalado num ponto alto da montanha.

A presença de obstáculos no nosso caso, como é uma zona isolada e desabitada, não tem grandes problemas, mas é um fator que pode influenciar a velocidade do vento.

A rugosidade do solo também é um fator importante, uma vez que representa o tipo de superfície, se têm vegetação, edifícios, entre outros.

2.5 - Variabilidade do vento

O vento é um fenómeno de difícil previsão, sendo que a sua velocidade e direção estão constantemente a variar no tempo.

Por essa razão as medições do vento são registadas em pequenos períodos de tempo, sendo através desses dados que se obtém uma média para um período de dez minutos.

Na figura seguinte, é demonstrada a variação do vento num aerogerador através de valores reais relativamente a janeiro, num período de 24 horas, de forma a ter uma melhor perceção de como pode variar o vento.



Figura 4 - Variação do vento num período de 24 horas

Após análise da figura anterior, podemos observar a variação do vento durante um dia e perceber que tal como referido anteriormente o vento é muito volátil, pois apresenta variações de instante para instante.

Observando a figura 4, verificamos que às 8 horas e 20 minutos o vento apresenta uma velocidade de 11,3 m/s, subindo rapidamente até a uma velocidade de 21,9 m/s às 8 horas e 50 minutos e passado 10 minutos apresenta uma velocidade de 15 m/s.

Outra razão pela qual podemos concluir que a velocidade do vento é incerta, é pela variação do vento em diferentes posições, sendo este facto demonstrado na seguinte figura:

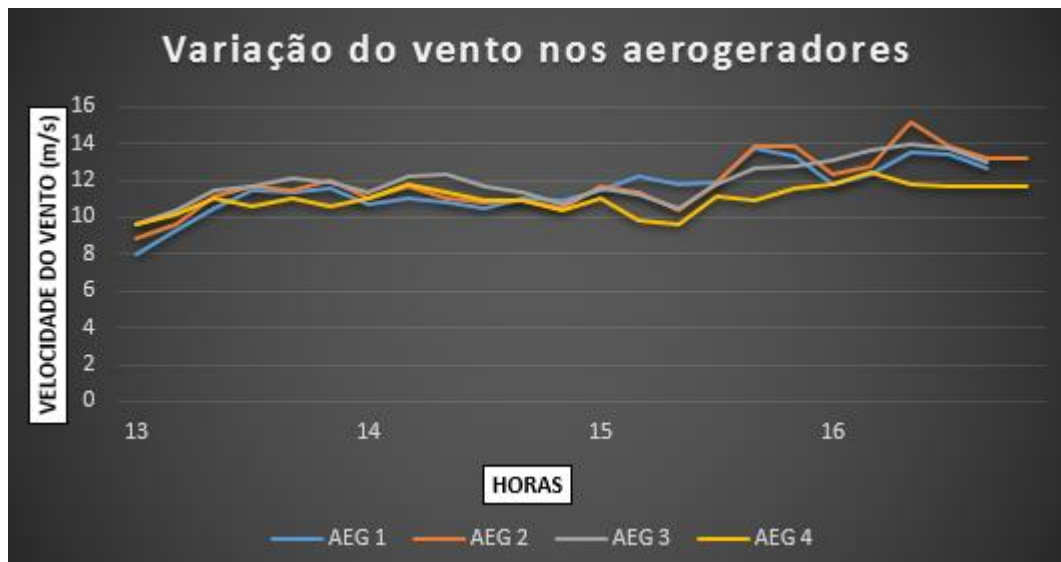


Figura 5 - Variação do vento nos 4 aerogeradores num período de 4 horas

Através da análise da figura anterior, concluímos que nem sempre é na mesma posição que o vento atravessa a maiores velocidades, isto é, observando a figura, reparamos que às 13 horas na posição do AEG 1, a velocidade de vento é a mais baixa e às 15 horas o AEG 1 apresenta a maior velocidade de vento ocorrida neste local.

2.5.1 -Turbulência

A turbulência atmosférica afeta a conversão de energia, pelo simples facto da ocorrência de variações do vento no tempo.

Contudo, a turbulência é considerada um fator determinante num projeto de turbinas eólicas, pelo que o seu impacto é bastante significativo ao nível dos esforços a que as turbinas estão submetidas.

A turbulência é completamente irregular e não pode ser descrita de uma maneira determinística, sendo necessário recorrer a técnicas estatísticas [5].

A componente flutuante do vento pode conter energia significativa em frequências próximas das frequências de oscilação da estrutura da turbina eólica, pelo que é preciso ter especial atenção aos esforços a que a turbina fica submetida pois pode reduzir a sua vida útil.

A razão do estudo do sobreequipamento da central eólica ter sido realizado através dos dados da velocidade do vento reais e históricos, deve-se ao facto de as turbinas não reagirem a flutuações rápidas na velocidade ou na direção do vento. Esse efeito do vento e da turbulência nas turbinas hoje em dia é um assunto dominado, sendo utilizadas turbinas que foram projetadas de forma a permitirem segurança.

2.6 - Modelização do Vento - Programa EXCEL

A rentabilidade financeira de um parque eólico está parcialmente dependente da precisão da produção realizada antes da instalação do mesmo. Como a previsão do vento é muito incerta, e como para obter melhores previsões, os seus custos iriam ser muito elevados, quer monetariamente, quer a nível de tempo de computação, então decidiu-se recorrer ao programa Excel para determinar os valores da produção através de dados reais históricos da velocidade do vento das quatro turbinas já instaladas. Após estes dados realizados da produção da central, determinou-se os valores para o sobreequipamento da central eólica, ou seja, para cinco aerogeradores.

O programa Excel serviu para obter dados da produção através dos dados do vento e da curva de potência para dois modelos de aerogerador.

Capítulo 3

Sistemas de conversão de energia eólica

A obtenção de eletricidade de base eólica a partir do vento é realizada através de aerogeradores, máquinas que convertem a energia cinética do vento em energia elétrica. Como referido anteriormente, nos últimos anos têm-se assinalado uma evolução bastante acentuada relativamente às dimensões dos aerogeradores, pelo que, desde cedo que se procurou aumentar o comprimento das pás. Desta forma, quanto maior for a área varrida pelas pás, maior será o aproveitamento energético.

3.1 - Conceitos teóricos

A potência gerada pelo vento que é aproveitada pelo aerogerador é dada pela equação (1.2), obtida através da derivada da equação da energia cinética, desta forma, sabendo que:

$$m = \rho A v, \quad (1.1)$$

Então:

$$P = \frac{1}{2} \rho A v^3, \quad (1.2)$$

Onde, ρ é a massa volúmica, A a área varrida pelas pás e v a velocidade do vento. Como podemos verificar, a potência é proporcional à massa volúmica, à área de interseção e à terceira potência da velocidade. É à velocidade que se deve grande parte da variação da potência de saída, daí ser o fator mais importante para avaliação do potencial eólico de uma zona, pois ao duplicar a velocidade do vento, a potência nela disponível, aumenta 8 vezes.

Para avaliação da produtividade anual de um aerogerador ou de um parque eólico é muito utilizado o parâmetro de fator de carga.

O fator de carga é a percentagem de tempo anual que um parque eólico teria de funcionar à sua potência nominal de modo a que produza a mesma quantidade de energia desse ano. Com este parâmetro é possível comparar parques eólicos com diferentes potências, e rentabilizá-los em termos de aproveitamento de energia.

$$FC = \frac{E_{anual}}{P_{parque} \cdot 8760} \quad (1.3)$$

Onde FC é o fator de carga, E_{anual} é o consumo de energia no ano, P_{parque} é a potencia nominal do parque vezes o numero de horas no ano (8760).

Atualmente, o fator de carga médio anual da central eólica ronda os 24,7%, ou seja, a central eólica trabalha à sua potência nominal numa média anual cerca de 2166 horas.

3.2 - Controlo de Potência

O controlo de potência é realizado pelo ponto de vista económico sob a forma da rentabilidade da máquina. As máquinas não são muito resistentes a altas velocidades do vento, caso contrário, obtinham maiores rentabilidades, aproveitando mais as quantidades de energia. Uma vez que estas altas velocidades do vento não são muito frequentes ao ano, a finalidade é então produzir energia o mais barato possível. No caso de tempestades e ventos extremos, o rotor dos aerogeradores está parado, para precaver o facto de os aerogeradores a elevadas velocidades de rotação ou binário, com as forças exercidas que se fazem sentir nas pás, serem suficientes para a quebra da mesma.

Portanto, o controlo de potência serve para limitar o aerogerador, isto é, para elevadas velocidades do vento, o aerogerador deixa de funcionar.

3.3 - Tipos de aerogeradores

A natureza de operação de um aerogerador depende muito do tipo de gerador elétrico.

O gerador de uma turbina eólica converte a energia mecânica originada pela rotação das pás do rotor em energia elétrica.

Os aerogeradores tanto podem ser projetados como geradores síncronos ou geradores assíncronos e podem ter ligações diretas ou indiretas do gerador à rede recetora.

Nas ligações diretas, o gerador é ligado diretamente à rede de corrente alternada, enquanto o de ligação indireta, que é o caso utilizado, a corrente que vem do gerador passa através de uma série de dispositivos elétricos que ajustam a corrente em conformidade com a rede.

3.3.1 -Geradores síncronos

As máquinas com geradores síncronos permitem a velocidade de rotação variável e assim um aumento da eficiência média da máquina, ou seja, para cada intensidade de vento, permitem a escolha da velocidade de rotação adequada, originando assim uma menor fadiga das pás da turbina, e por conseguinte um aumento do seu tempo de vida útil. O inconveniente que causa é o facto de serem mais caros que os geradores assíncronos e serem mais propícios a avarias, verificando-se principalmente mais em sistemas de reduzida dimensão. É um gerador com um sistema de ligação há rede mais complexo, uma vez que normalmente, este tipo de geradores requer uma ligação indireta.

Por último, convém referir o facto de alguns fabricantes equiparem as suas turbinas com dois geradores, ou seja, um pequeno para as velocidades de vento mais baixas e o outro para regimes mais intensos. Esta utilização dependerá da distribuição local das velocidades de vento e do custo acrescido que esta solução representa, comparando-o com o preço que o proprietário da turbina obtém pela eletricidade.

Uma boa razão para a utilização de um sistema de gerador duplo, é pelo facto do seu funcionamento para mais baixas velocidades de rotação, obter um menor ruído e uma maior eficiência aerodinâmica.

3.3.2 -Geradores assíncronos

As máquinas de gerador assíncrono são por sua vez as mais utilizadas nos aerogeradores, é do tipo indutivo ou assíncrono, que opera a velocidades de rotação praticamente constantes, permitindo assim, que a rede de corrente alternada mantenha a frequência correta sem necessidade de qualquer tipo de controlo. São máquinas que podem ser ligadas diretamente ou indiretamente à rede recetora.

A velocidade de um gerador assíncrono varia ligeiramente com o binário que lhe é aplicado, observando-se isso na prática, em que, a diferença entre a velocidade de rotação à potência máxima e em vazio é muito pequena. A esta diferença da velocidade síncrona¹ é chamado o deslizamento do gerador.

O deslizamento aumenta em função da resistência dos enrolamentos do rotor do gerador, ou seja, quanto maior for a resistência, maior é o deslizamento. Então uma das formas de variar o deslizamento será variar a resistência do rotor, adicionando resistências variáveis controladas eletronicamente, pelo que se pode aumentar o deslizamento do rotor. Este facto assume particular importância no mecanismo de regulação de potência por alteração do passo das pás.

¹ Velocidade síncrona refere-se à velocidade do gerador quando está a rodar de forma síncrona com a frequência da rede. Isto é aplicável a todo tipo de geradores, sendo que num gerador assíncrono ou de indução, equivale à velocidade em vazio do gerador

O controlo do ângulo das pás é um processo mecânico, verificando-se que o tempo de reação do mecanismo de alteração do passo é um fator crítico no projeto de aerogeradores. No entanto, se o gerador é de deslizamento variável, pode-se começar a aumentar o deslizamento quando estiver perto da potência nominal da turbina.

Contudo quando ocorrer uma rajada de vento, o mecanismo de controlo faz com que o deslizamento aumente para permitir que o rotor gire um pouco mais rapidamente, até que o mecanismo de alteração do ângulo das pás possa fazer frente à situação, girando as pás ligeiramente para “fora do vento”. Após o mecanismo de alteração do ângulo das pás ter concluído o seu trabalho, o deslizamento diminui de novo, e caso a intensidade de vento diminua bruscamente, o processo é inverso.

O benefício real deste gerador, é que obtém uma melhor qualidade da energia, dado que as flutuações de potência de saída são absorvidas ou compensadas pela variação do deslizamento do rotor do aerogerador.

3.4 - Constituição

A figura seguinte mostra a constituição de uma turbina eólica.

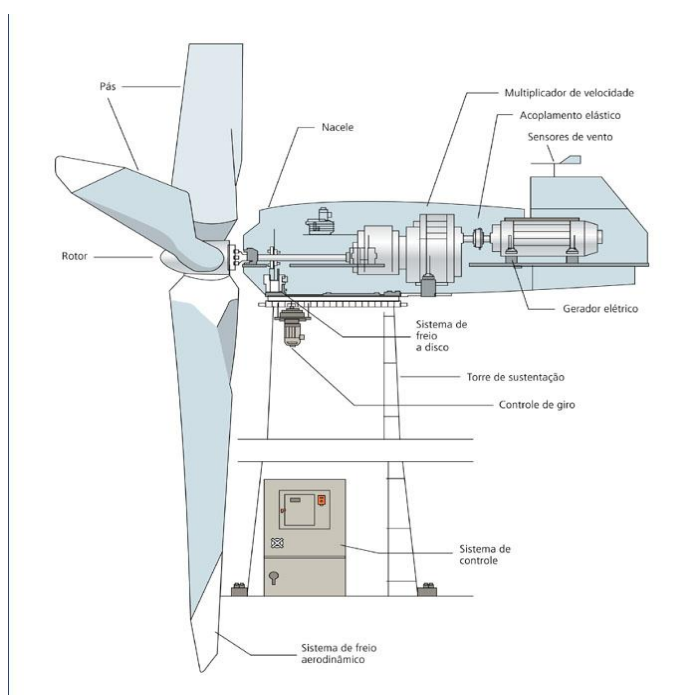


Figura 6 - Esquema de uma turbina eólica [6]

Na figura anterior, podemos então observar que o sistema de conversão de energia eólica se divide em três partes: rotor, nacele (cabina) e torre.

3.4.1 - Rotor

A aspeto das pás do rotor têm influência determinante na produção, na qual a forma da pá e o ângulo de ataque estão relacionadas com a direção do vento. Este aspeto beneficiou do conhecimento da tecnologia das asas dos aviões, que apresentam um funcionamento semelhante.

Define-se solidez como sendo a razão entre a área total das pás e a área varrida pelas mesmas. Se o diâmetro e a solidez das pás forem constantes, o rendimento aumenta com o número de pás, tal acontece, porque diminuem as chamadas perdas de extremidade [5].

É necessário também que o cubo do rotor (local de fixação das pás) possa baloiçar, isto é que apresente um ângulo de inclinação relativamente à vertical, de forma a acomodar os desequilíbrios resultantes da passagem das pás em frente à torre.

Contudo, a vida útil do rotor está relacionada com os esforços a que fica sujeito e com as condições ambientais em que se insere.

3.4.2 - Nacele

Na Figura 6 observamos que na cabina são alojados equipamentos tais como, o veio principal, o sistema de freio a disco, o multiplicador de velocidade, o acoplamento elástico, o gerador elétrico, os sensores de vento e o mecanismo de orientação direcional.

O veio principal de baixa rotação transfere o binário primário do rotor para a caixa de velocidades. Neste veio pode ser implementado ou não tubagens de controlo hidráulico dos travões aerodinâmicos.

O gerador elétrico converte a energia mecânica disponível no veio de alta rotação em energia elétrica. Como já foi referido anteriormente, o gerador utilizado é um gerador assíncrono, pelo facto de a sua ligação ser mais flexível, permitida pelo escorregamento, já a do gerador síncrono é uma ligação mais rígida e não se adapta bem às variações do vento, sendo mais utilizados nos sistemas de velocidade variável.

É necessário que o rotor fique alinhado com a direção do vento, de modo a extrair a máxima energia possível. Para isso, existe um motor de mecanismo de orientação direcional que desempenha essa função, face à informação recebida de um sensor de direção do vento, que roda a nacele e o rotor até que a turbina fique adequadamente posicionada.

No cimo da cabina está montado um anemómetro e o respetivo sensor de direção, como podemos ver no Anexo 2. As medidas da velocidade do vento são usadas pelo sistema de controlo para controlo da turbina, nomeadamente para entrada de funcionamento com velocidades de vento a 4 m/s para a turbina V-80 e para velocidades de vento a 3 m/s para a turbina V-100, já para a paragem da mesma é com velocidades de vento superiores a 25 m/s e 20 m/s, respetivamente.

A informação da direção do vento é usada como entrada do sistema de orientação direcional.

3.4.3 - Torre

A torre é o que suporta a nacele, tal como se verifica na Figura 6, e eleva o rotor até a uma altura em que a velocidade do vento é maior e menos perturbadora. A sua estrutura tem de ser dimensionada para suportar cargas significativas, bem como para resistir a uma exposição em condições naturais ao longo da sua vida útil.

Existem dois tipos de estrutura, a tubular que é feita de betão ou aço, sendo, normalmente os diversos troços fixados no local com uma grua, a outra estrutura é entrelaçada e apesar de ser mais barata, a tubular apresenta uma maior segurança para as pessoas que realizam a sua manutenção.

Na torre tubular para garantir uma maior segurança é incorporada uma escada no interior da torre para aceder à plataforma da nacele.

As figuras seguintes apresentam a estrutura de uma turbina V-80 de 2 MW.



Figura 7 - Base da turbina V-80 de 2 MW

A Figura 7 representa a base de uma turbina V-80 de 2 MW, onde verificamos que contém uma porta de entrada para o acesso ao sistema de controlo e as escadas para a plataforma da nacele



Figura 8 - Estrutura do aerogerador V-80 de 2 MW

Na Figura 8, verificamos a estrutura do aerogerador, constituído pelo rotor e pelas pás.

3.5 - Descrição dos Aerogeradores

Os aerogeradores utilizados neste estudo são da marca Vestas modelo V-80 de 2 MW, e tem a seguinte curva de potência:

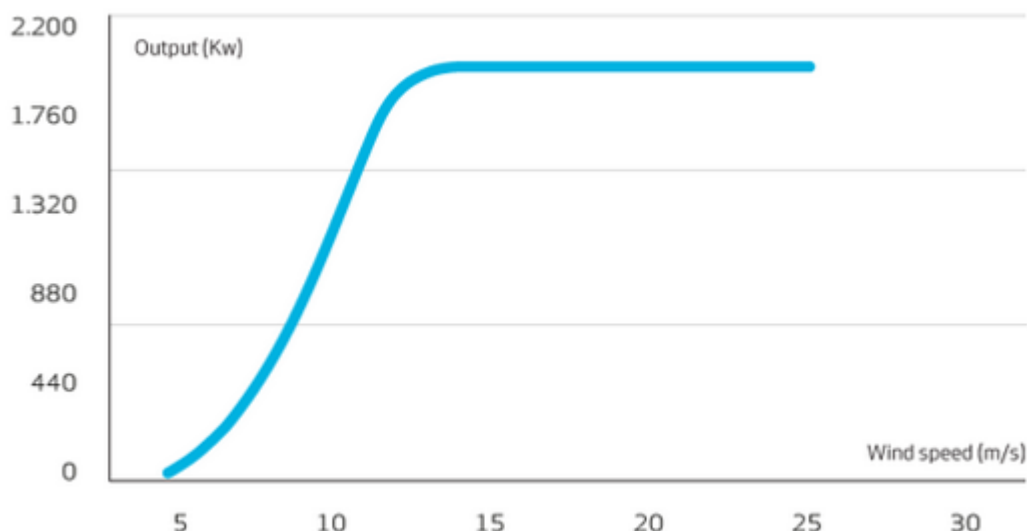


Figura 9- Curva de potência do aerogerador Vestas V-80 de 2 MW [7]

Na tabela 2 estão representadas algumas especificações técnicas do aerogerador V-80 relevantes para o estudo, podendo encontrar-se mais especificações no Anexo 2.

Tabela 2 - Especificações técnicas do aerogerador V-80 de 2 MW

Tipo de aerogerador	Tubular
Potência máxima	2000 kW
Velocidade mínima para funcionamento	4 m/s
Velocidade mínima para funcionamento máximo	14 m/s
Velocidade máxima para corte de funcionamento	25 m/s
Temperatura de funcionamento	-20°C a 40°C
Volume de ruído	105 dB
Frequência	60 Hz
Altura máxima da turbina	80 m
Área	5,027 m ²

Verifica-se que para o funcionamento do aerogerador V-80 é necessário que o vento obtenha uma velocidade mínima para arranque, *cut-in*, cerca de 4 m/s, e quanto maior for a velocidade, maior será a potência de funcionamento. A potência de funcionamento atinge o seu máximo, 2 Mega Watts, aos 14 m/s, *rated*, mantendo-se na potência máxima até aos 25 m/s, ultrapassando essa velocidade do vento, *cut-out*, onde existe uma limitação intencional, o aerogerador deixa de produzir, com o objetivo de diminuir as tensões mecânicas sobre as pás e o rotor, garantindo assim o bom funcionamento da máquina.

Com o sobreequipamento, o aerogerador utilizado é da mesma marca Vestas, mas é um modelo diferente, V-100 de 2 MW e apresenta a seguinte curva de potência:

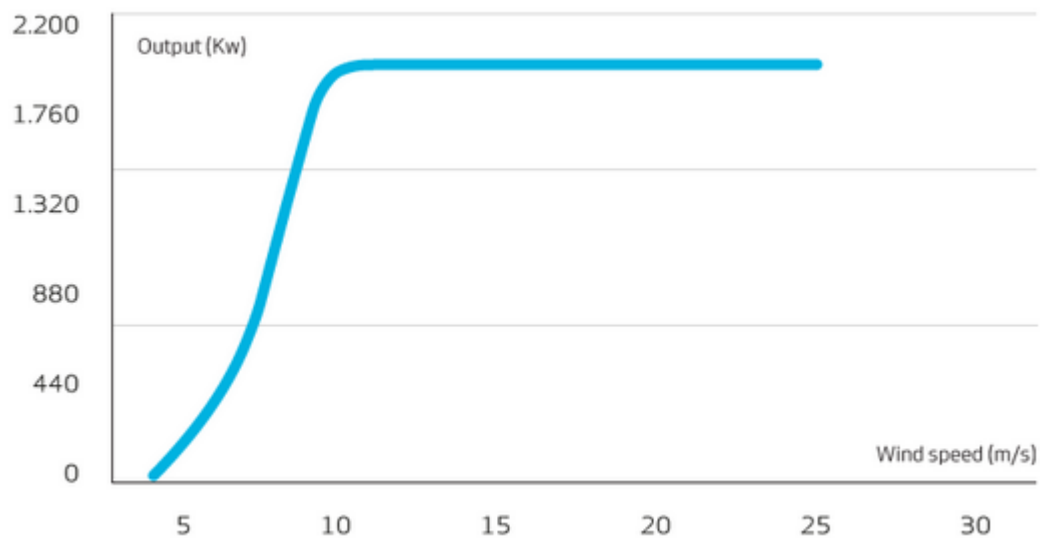


Figura 10- Curva de potência do aerogerador Vestas V-100 de 2 MW [8]

As especificações do aerogerador V-100 de 2 MW mais relevantes para o estudo encontram-se descritas na tabela 3, podendo encontrar-se mais especificações no Anexo 2.

Tabela 3 - Especificações técnicas do aerogerador V-100 de 2 MW

Tipo de aerogerador	Tubular
Potência máxima	2000 kW
Velocidade mínima para funcionamento	3 m/s
Velocidade mínima para funcionamento máximo	12 m/s
Velocidade máxima para corte de funcionamento	20 m/s
Temperatura de funcionamento	-20°C a 40°C
Volume de ruído	105 dB
Frequência	60 Hz
Altura máxima da turbina	100 m
Área	7,854 m ²

Verifica-se que para o funcionamento do aerogerador V-100 é necessário que o vento obtenha uma velocidade mínima para arranque, *cut-in*, cerca de 3 m/s, e quanto maior for a velocidade, maior será a potência de funcionamento. A potência de funcionamento atinge o seu máximo, 2 Mega Watts, aos 12 m/s, *rated*, mantendo-se na potência máxima até aos 20 m/s, ultrapassando essa velocidade do vento, *cut-out*, o aerogerador deixa de produzir, devido à existência de uma limitação intencional, com o objetivo de diminuir as tensões mecânicas sobre as pás e o rotor, garantindo assim o bom funcionamento da máquina.

Através da análise das tabelas 2 e 3, verificando-se que o modelo V-100 de 2 MW tem melhores especificações técnicas do que o aerogerador V-80 de 2 MW, isto é, à mesma frequência a turbina V-100 começa a produzir energia a partir dos 3 m/s, enquanto a V-80 só começa a produzir energia aos 4 m/s. Verifica-se também que o aerogerador V-100 aos 12 m/s atinge a sua potência máxima, enquanto o aerogerador V-80 só atinge a sua potência máxima aos 14 m/s. O único inconveniente em termos de produção poderá ser o facto de a turbina V-100 se desligar aos 20 m/s e a turbina V-80 se desligar só aos 25 m/s, no entanto após análise dos dados históricos do vento, verifica-se que a sua velocidade a maior parte do tempo é inferior a 20 m/s.

3.6 - Sobreequipamento de parques eólicos

O sobreequipamento de parques eólicos baseia-se no aumento da potência do mesmo e, consequentemente, no aumento da energia produzida. Contudo, isto não impede a necessidade de estudos de ordem económica para determinação da rentabilidade do sobreequipamento do parque eólico.

3.6.1 - Legislação

Atualmente, a legislação em vigor para o sobreequipamento de parques eólicos é definida pelo decreto-lei nº 51/2010 de 20 de Maio, que veio alterar o decreto-lei nº 225/2007 de 31 de Maio, regulamentação anteriormente imposta ao sobreequipamento de centrais eólicas. Este novo decreto-lei veio tentar promover uma melhoria a nível da qualidade e da segurança de serviço da rede.

Em Portugal, os parques eólicos ao ser sobreequipados, só o podem ser até uma potência de 20% da potência licenciada, sendo que a potência injetada na rede se mantém, ou seja, a potência injetada na rede não pode ser superior à licenciada 55[9].

Existe dois requisitos legais que é preciso cumprir no sobreequipamento de centrais eólicas, para o caso do estudo do impacto ambiental, que são: o parque eólico, depois de sobreequipado, não se pode encontrar a menos de 2 km de outro parque eólico e a instalação das novas torres, em caso geral não pode ter mais de 20 torres, já para áreas sensíveis o máximo é 10 torres [9].

Ainda segundo o Decreto-lei 225/2007 de 31 de Maio,

“O sobreequipamento das centrais eólicas licenciadas ou em licenciamento é também uma via de desenvolvimento da energia eólica que o presente decreto-lei viabiliza, permitindo minimizar os impactes ambientais e os tempos de licenciamento e de construção por via da utilização das infraestruturas existentes. Com vista a reduzir as assimetrias entre os regimes de remuneração aplicáveis às centrais eólicas a construir após 2008, é ainda estabelecido um limite temporal às prorrogações do regime de remuneração anterior. Por outro lado, esta

medida incentiva igualmente uma maior celeridade na construção das centrais com base em energia renováveis durante o período de cumprimento do Protocolo de Quioto, tendo tido em consideração a necessidade de minimizar os custos de interesse económico geral.

A simplificação dos procedimentos ligados ao licenciamento é um fator chave para o desenvolvimento das energias renováveis. São assim introduzidas algumas melhorias para a articulação do licenciamento da instalação das centrais renováveis com a legislação ambiental diretamente conexa, visando integrar procedimentos e acelerar o acesso à produção de energia com base em fontes renováveis, sempre sem prejuízo do respeito pelos valores da proteção ambiental.” [10].

No Artigo 3º deste mesmo decreto-lei, encontramos,

“Artigo 3º

Sobreequipamento de centrais eólicas

1- As centrais eólicas licenciadas ou em licenciamento podem aumentar a potência de injeção atribuída e optar, nos casos de sobreequipamentos já concebidos, pelo regime previsto no presente artigo, mediante a autorização da Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG), desde que cumpram os requisitos de licenciamento previstos na legislação e que a totalidade dos seus aerogeradores tenham capacidade de suporte de incidências e de fornecimento de potência reativa durante cavar de tensão estabelecidos nos Regulamentos da Rede de Transporte e Regulamento da Rede de Distribuição, a aprovar nos termos do Decreto-Lei nº 172/2006, de 23 de Agosto.

2- No caso dos sobreequipamentos previstos no número anterior, mantém-se a potência de injeção licenciada anteriormente, mas o respetivo operador da rede poderá decidir não aplicar o equipamento para corte de ultrapassagem do limite de potência injetável mediante contrapartida de não pagamento da eletricidade produzida acima da potência de injeção autorizada.

3- A potência de sobreequipamento autorizada ao abrigo do nº 1 corresponderá a um aumento equivalente na potência declarada para efeitos da faturação ao abrigo do regime de remuneração anterior ao Decreto-Lei nº 33-A/2005, de 16 de Fevereiro.

4- A autorização prevista no nº 1 de sobreequipamento ou de aplicação do regime previsto no presente artigo concebida aos parques cujo regime de remuneração seja anterior ao Decreto-Lei nº 33-A/2005, de 16 de Fevereiro, será realizada mediante contrapartida de redução na tarifa aplicável à totalidade da central eólica a realizar nos termos seguintes:

- a) Redução de 0,3% por cada aumento autorizado de 1% na capacidade instalada relativamente à capacidade de injeção, aplicável às centrais que tenham iniciado a exploração até à entrada em vigor do presente diploma;*
- b) Redução de 0,4% por cada aumento autorizado de 1% na capacidade instalada relativamente à capacidade de injeção, nos restantes casos.” [10].*

A informação prévia à DGEG deve ser acompanhada de alguma documentação, tal como o projeto de sobreequipamento, planta de localização numa escala adequada, confirmação do fabricante de conformidade dos aerogeradores e autorização dos proprietários dos locais de instalação do sobreequipamento.

No que diz respeito à remuneração, segundo o Anexo II do Decreto-lei nº 189/88, de 27 de Maio:

- 1- As instalações licenciadas ao abrigo do referido Decreto-lei e do Decreto-lei nº 312/2001 de 10 de Dezembro, são remuneradas pelo fornecimento da eletricidade entregue à rede através da seguinte fórmula:

$$VRD_{(indice\ m)} = KMHO_{(indice\ m)} * \left[PF(VRD)_{(indice\ m)} + PV(VRD)_{(indice\ m)} + PA(VRD)_{(indice\ m)} * Z \right] * \frac{IPC_{(indice\ m-1)}}{IPC_{(indice\ ref)}} * \frac{1}{1-LEV}, \quad (1.4)$$

onde, $VRD_{(indice\ m)}$ é a remuneração aplicável a centrais renováveis, no mês m ;

$KMHO_m$ é um coeficiente que modula os valores de $PF(VRD)_m$, de $PV(VRD)_m$ e de $PA(VRD)_m$ em função do posto horário em que a eletricidade tenha sido fornecida;

$PF(VRD)_{(indice\ m)}$ é a parcela fixa da remuneração aplicável a centrais renováveis, no mês m ;

$PV(VRD)_{(indice\ m)}$ é a parcela variável da remuneração aplicável a centrais renováveis, no mês m ;

$PA(VRD)_{(indice\ m)}$ é a parcela ambiental da remuneração aplicável a centrais renováveis, no mês m ;

IPC_{m-1} é o índice de preços do consumidor, sem habitação, no continente, referente ao mês $m-1$;

Z é o coeficiente adimensional que traduz as características específicas do recurso endógeno e da tecnologia utilizada na instalação licenciada;

IPC_{ref} é o índice de preços no consumidor, sem habitação, no continente, referente ao mês anterior ao do início do fornecimento de eletricidade à rede pela central renovável;

LEV representa as perdas, nas redes de transporte e distribuição, evitadas pela central renovável [10].

- 2- Relativamente à modulação tarifária traduzida pelo coeficiente $KHMO_m$, no ato do licenciamento, as centrais renováveis deverão decidir se optam ou não por ela, com exceção das centrais hídricas para as quais esta é obrigatória [10].

- 3- As centrais renováveis que, no ato de licenciamento e nos termos do numero anterior, tiverem optado pela modulação tarifária traduzida pelo coeficiente $KMHO$, este tomará o seguinte valor:

$$KMHO = [KMHO_{(indice\ pc)} * ECR_{(indice\ pc, m)} + KMHO_{(indice\ v)} * ECR_{(indice\ v, m)}] / [ECR_{(indice\ m)}],$$

(1.5)

onde, $KMHO_{(indice\ pc)}$ é um fator que representa a modulação correspondente a horas cheias e de ponta, o qual para efeitos do presente anexo, toma o valor de 1,15 para as centrais hídricas e o valor de 1,25 para as restantes instalações de produção licenciadas ao abrigo do decreto-lei nº 189/88, de 27 de Maio, e instalações de bombagem;

$ECR_{(indice\ pc,m)}$ é a eletricidade produzida pela central renovável nas horas de cheias e de ponta do mês m , expressa em kilowatts-hora;

$KMHO_{(indice\ v)}$ é um fator que representa a modulação correspondente a horas de vazio, o qual, para efeitos do presente anexo, toma o valor de 0,80 para as centrais hídricas e o valor de 0,65 para as restantes instalações de produção licenciadas ao abrigo do decreto-lei nº 189/88, de 27 de Maio;

$ECR_{(indice\ vm)}$ é a eletricidade produzida pela central renovável nas horas de vazio do mês m , expressa em kilowatts-hora;

$ECR_{(indice\ m)}$ é a eletricidade produzida pela central renovável no mês m , expressa em kilowatts-hora [10].

4- As centrais renováveis que, no ato de licenciamento e como já referimos anteriormente, não tiverem optado pela modulação tarifária traduzida pelo coeficiente $KMHO_m$, este tomará o valor 1.

Para isso, considera-se que:

- a) No período de hora legal de Inverno, as horas vazias ocorrem entre as 0 e as 8 e entre as 22 e as 24 horas, sendo as restantes horas do dia consideradas horas cheias e de ponta;
- b) No período de hora legal de Verão, as horas vazias ocorrem entre as 0 e as 9 e entre as 23 e as 24 horas, sendo as restantes horas do dia consideradas horas cheias e de ponta [10].

5- O valor de $PF(VRD)_{(indice\ m)}$, é calculado através da fórmula seguinte:

$$PF(VRD)_{(indice\ m)} = PF(U)_{(indice\ ref)} * COEF_{(indice\ pot,m)} * POT_{(indice\ med,m)}, \quad (1.6)$$

onde, $PF(U)_{(indice\ ref)}$ é o valor unitário de referência para $PF(VRD)_{(indice\ m)}$, o qual:

- i) Deve estar de acordo com a mensualização do custo unitário de investimento nos novos meios de produção cuja construção é evitada por uma central renovável que assegure o mesmo nível de garantia de potência que seria proporcionado por esses novos meios de produção;
- ii) Toma o valor por mês de E 5,44 por kilowatts-hora;

- iii) Utiliza-se, em cada central, durante todo o período em que a remuneração definida por VRD seja aplicável;

$COEF_{(indice\ pot,m)}$ é um coeficiente adimensional que traduz a contribuição da central renovável, no mês m , para a garantia de potência proporcionada pela rede pública;

$POT_{(indice\ med,m)}$ é a potência média disponibilizada pela central renovável à rede pública no mês m , expressa em kilowatts [10].

6- O valor de $COEF_{(indice\ pot,m)}$, previsto no nº 5, é calculado através da formula seguinte:

$$COEF_{pot,m} = \frac{NHP_{ref,m}}{NHO_{ref,m}} = \frac{ECR_m/POT_{dec}}{0,80*24*NDM_m} = \frac{ECR_m}{576*POT_{dec}}, \quad (1.7)$$

Onde, $NHP_{ref,m}$ é o numero de horas que a central renovável funcionou à potência de referência no mês m , o qual é avaliado pelo quociente ECR_m/POT_{dec} ;

$NHO_{ref,m}$ é o numero de horas que servem de referência para o cálculo, no mês m , de $COEF_{pot,m}$, o qual é avaliado pelo produto $0,80*24*NDM_m$;

POT_{dec} é a potência da central, declarada pelo produtor no ato de licenciamento, expressa em kilowatts-hora;

NDM_m é o numero de dias do mês m , o qual, para efeitos do presente anexo, toma o valor de 30 [10].

7- O valor de $POT_{(indice\ med,m)}$, previsto no nº 5, calcula-se através da fórmula seguinte [10]:

$$POT_{med,m} = \min(POT_{dec}; \frac{ECR_m}{24*NDM_m}). \quad (1.8)$$

8- O valor de $PV(VRD)_{(indice\ m)}$, calcula-se através da seguinte fórmula:

$$PV(VRD)_{(indice\ m)} = PV(U)_{(indice\ ref)} * ECR_{(indice\ m)}, \quad (1.9)$$

onde, na formula anterior, $PV(U)_{(indice\ ref)}$ é o valor unitário de referência para $PV(VRD)_{(indice\ m)}$, o qual:

- Deve corresponder aos custos de manutenção e de operação que seriam necessários à exploração dos novos meios de produção cuja construção é evitada pela central renovável;
- Toma o valor de E 0,36/kilowatts-hora;
- Utiliza-se, em cada central, durante todo o período em que a remuneração definida por VRD seja aplicável [10].

9- O valor de $PA(VRD)_{(indice\ m)}$, calcula-se através da seguinte fórmula:

$$PA(VRD)_{(indice\ m)} = ECE(U)_{(indice\ ref)} * CCR_{(indice\ ref)} * ECR_{(indice\ m)}, \quad (1.10)$$

onde, $ECE(U)_{(indice\ ref)}$ é o valor unitário de referência para as emissões de dióxido de carbono evitadas pela central renovável, o qual:

- i) Deve corresponder a uma valorização unitária do dióxido de carbono que seria emitido pelos novos meios de produção cuja construção é evitada pela central renovável;
- ii) Toma o valor de $2*10^{-5}$ - €/g;
- iii) Utiliza-se, em cada central, durante todo o período em que a remuneração definida por VRD seja aplicável;

$CCR_{(indice\ ref)}$ é o montante unitário das emissões de dióxido de carbono da central de referência, o qual será utilizado, em cada central, durante todo o período em que a remuneração definida por VRD seja aplicável e toma o valor de 370 g/kilowatts-hora [10].

10- O parâmetro LEV toma os seguintes valores:

- a) 0,015 em centrais com potência maior ou igual a 5 MW;
- b) 0,035 em centrais com potência menor que 5 MW [10].

11- O coeficiente de Z assume, para as centrais eólicas o valor de 4,6 para os respetivos regimes de funcionamento anual [10].

12- Novos tipos de tecnologias e correspondentes valores, bem como projetos que a título excecional, sejam reconhecidos como de interesse nacional pelas suas características inovadoras, podem ser objeto de atribuição de um coeficiente de Z diferente do que seria aplicável à correspondente tecnologia mediante portaria do membro do governo que tutele a DGEG [10].

13- O montante de remuneração definido por VRD é aplicável, para cada megawatt de potência de injeção na rede atribuído, determinado com base num fator de potência de 0,98. Desta forma, para as centrais eólicas, o VRD é aplicável aos primeiros 33 GWh entregues à rede, por megawatt de potência de injeção na rede atribuído até ao limite máximo dos primeiros 15 anos a contar desde o início do fornecimento de eletricidade à rede [10].

14- As centrais serão remuneradas pelo fornecimento da eletricidade entregue à rede a preços de mercado pelas receitas obtidas da venda de certificados verdes [10].

15- As condições relativas à energia reativa a fornecer pelos produtores serão estabelecidas nos regulamentos da rede de transporte e distribuição [10].

16- As centrais electroprodutoras já licenciadas ao abrigo dos decretos-leis nº 189/88, de 27 de Maio, e 312/2001, de 10 de Dezembro, poderão requerer a integração no regime de remuneração resultante da aplicação das fórmulas contidas no anexo referido, sendo que o IPC_{ref} a considerar será o do mês anterior à decisão do diretor-geral de Geologia e Energia que aprovar o pedido, sem prejuízo da contagem dos prazos a partir da atribuição da licença de exploração [10].

17- Com o apoio das entidades titulares de licenças vinculadas de distribuição de electricidade em média e alta tensão, a entidade concessionária da RNT proporá à aprovação da Direção-Geral da Energia em manual de procedimentos para aplicação do anexo referido, o qual deverá ser apenso aos contratos celebrados ao abrigo dos Decretos-Leis nº 189/88, de 27 de Maio, e 312/2001, de 10 de Dezembro [10].

18- A remuneração resultante da aplicação dos critérios de fixação da remuneração constantes do anexo referido é garantida a todos os promotores que obtenham licença de estabelecimento após a entrada em vigor desse mesmo anexo, desde que lhes seja atribuída licença de exploração no prazo de dois anos após a data de emissão da referida licença de estabelecimento para as centrais eólicas [10].

3.7 - Perdas Técnicas

Na produção de um parque eólico, quando se faz previsões deve-se considerar a existência de perdas de produção resultantes da operação, tais como as perdas que são provocadas pela esteira dos aerogeradores, indisponibilidade das máquinas, ineficiência do equipamento elétrico, ou até do desempenho das turbinas.

A indisponibilidade de uma máquina pode ser limitada a um determinado valor, dependendo da operação e manutenção da empresa que é contratada.

Para o caso do sobreequipamento, este permite um aumento de produção, mas parte dessa energia não poderá ser utilizada, devido à limitação da capacidade geradora do parque à potência licenciada, o que faz com que existam perdas de produção por limitação da potência injetável na rede.

Contudo, é sempre complicado prever quais serão as perdas resultantes do parque, devido à incerteza da variabilidade do vento.

No Anexo 1 é apresentada uma tabela com diversas categorias das perdas de produção.

Capítulo 4

Estudo e análise da produção do sobreequipamento eólico

O estudo realizado para a produção do sobreequipamento, demonstrado neste capítulo, segue uma metodologia, onde se tem em conta as medições de anos anteriores dos aerogeradores já instaladas da central eólica, a sua configuração, limitação de potência e os seus aspetos económicos.

4.1 - Historial do parque

O parque eólico foi construído em meados de 2007, iniciando o seu funcionamento para produção de energia em novembro de 2007. Como nem sempre o parque está em funcionamento, ou por falta de vento ou devido a avarias, para prevenir estas últimas é então essencial a manutenção dos aerogeradores de modo a manter o seu bom funcionamento.

Desta forma, podemos dizer que cada aerogerador tem a sua disponibilidade, que varia consoante a existência ou não de descargas atmosféricas e da presença de avarias.

Como o tempo de manutenção dos aerogeradores é muito relativo, isto é, pode variar de mês para mês, optou-se por utilizar como dados para o estudo, o valor da média das horas de manutenção anuais. Considerando em média 744 horas para os meses com 31 dias, 720 horas para os meses com 30 dias e 672 ou 696 para o mês de Fevereiro com respetivamente 28 ou 29 dias, e ainda considerando sempre o mês de novembro como início do ano, obtém-se o valor de 8760 horas por ano, em que o mês de Fevereiro possui 29 dias.

A seguinte tabela apresenta os valores em percentagem da média de tempo por ano em que cada aerogerador está disponível.

Tabela 4 - Média anual da disponibilidade de cada aerogerador

ANO	AEG 1	AEG 2	AEG 3	AEG 4
Nov/2007-Out/2008	96 %	97,47 %	98,05 %	98,11 %
Nov/2008-Out/2009	98,64 %	97,02 %	98 %	99,33 %
Nov/2009-Out/2010	97,35 %	97,88 %	98,74 %	98,88 %
Nov/2010-Out/2011	97,35 %	98,04 %	98,06 %	99,09 %
Nov/2011-Out/2012	96,90 %	97,08 %	97,94 %	98,21 %
Nov/2012-Out/2013	98,14 %	97,92 %	98,41 %	98,31 %

Através da análise da tabela, verifica-se que os aerogeradores se encontram indisponíveis apenas por curtos períodos de tempo, podendo estes ocorrerem em alturas diferentes do ano. Podemos concluir que o tempo de indisponibilidade dos aerogeradores varia entre as 60 e as 350 horas anuais, sendo este o tempo utilizado para manutenção.

Na tabela seguinte, podemos observar qual o aerogerador que apresenta maior disponibilidade ao longo destes seis anos:

Tabela 5 - Média da disponibilidade de cada aerogerador

N.º ANOS	AEG 1	AEG 2	AEG 3	AEG 4
6	97,40 %	97,57 %	98,20 %	98,66 %

Podemos observar na tabela 5, que o AEG 4, desde o início de funcionamento da central eólica, é o que apresenta maior disponibilidade. Estando indisponível para realização da manutenção cerca de 120 horas anuais.

Na tabela seguinte, iremos verificar que o AEG com maior disponibilidade pode não ser aquele que mais produz, tal facto deve-se à incerteza do vento, que pode variar consoante a posição em que o aerogerador se encontra.

Tabela 6 - Média da Potência num período de 10 minutos (kW)

AEG 1	AEG 2	AEG 3	AEG 4
558,01	529,73	532,39	526,39

Na tabela 6, concluímos que os aerogeradores V-80 trabalham em média a aproximadamente $\frac{1}{4}$ da sua potência máxima, uma vez que esta é de 2000 kW.

De seguida encontra-se uma tabela que apresenta a média da velocidade do vento ao longo dos 6 anos, em cada um dos aerogeradores.

Tabela 7 - Média da velocidade do vento num período 10 minutos (m/s)

AEG 1	AEG 2	AEG 3	AEG 4
6,88	6,78	6,76	6,73

Analizando as 3 tabelas anteriores, podemos concluir que as características do vento e a disponibilidade do aerogerador levam à variação da produção de energia.

Comparando o AEG 1 com o AEG 4, podemos verificar que o AEG 4 é o que apresenta maior disponibilidade, no entanto é o que apresenta menor produção e menor velocidade do vento. Agora comparando o AEG 2 com o AEG 3, verificarmos que o AEG 3 produz mais energia com menor velocidade do vento, mas no entanto tem maior disponibilidade. Concluimos então que estes três parâmetros estão relacionados mas não são proporcionais.

4.2 - Descrição da metodologia

Na metodologia, devido à incerteza da previsão do vento, optou-se por utilizar o programa Excel, utilizando dados reais do vento de anos anteriores, como referido anteriormente. Num intervalo de seis anos e de dez em dez minutos, nos aerogeradores já instalados, e com a curva de potência fornecida pela empresa Vestas do aerogerador V-80 2MW, obteve-se a potência gerada em cada um dos aerogeradores.

Com os cálculos da potência para os seis anos, verificou-se que os valores anuais desses cálculos foram ao encontro dos valores reais de faturação da empresa Eurico Ferreira S.A..

Após esta análise, foram obtidos os valores da potência gerada como se os presentes quatro aerogeradores fossem Vestas V-100 de 2MW, ou seja, utilizando os mesmos dados de vento anteriormente referidos relativos aos aerogeradores V-80 de 2MW, mas agora com outra curva de potência. Com a média dos valores de potência dos quatro aerogeradores V-100, foram obtidos os valores do futuro aerogerador V-100 que poderá ser instalado.

Desta forma, o parque eólico passaria a ser constituído por quatro aerogeradores V 80 de 2MW e um V 100 de 2MW, mas com uma limitação de produção máxima igual à imposta anteriormente de 8MW.

4.3 - Limitação de potência

A limitação de potência depende muito do mecanismo de controlo da máquina e é conseguida através da interrupção do funcionamento de um ou mais aerogeradores, no caso

proposto, como o aerogerador empregue para o sobreequipamento do parque tem melhores características, compensa mais limitar ou desligar os aerogeradores já instalados.

O controlo de limitação de potência pode ser realizado através de várias formas, pela variação do ângulo das pás, *pitch*, onde se consegue diminuir gradualmente a potência de um aerogerador de modo a que a produção do parque máxima não ultrapasse o limite, ou pelo desacoplamento aerodinâmico, *stall*, onde a limitação de potência do parque pode ser realizada pela interrupção do funcionamento dos aerogeradores.

Após um estudo realizado, verifica-se que compensa mais em termos de produção, limitar as quatro turbinas V-80 2 MW já instaladas a 1,9 MW, do que limitar só uma a 1,6 MW, sendo que o parque eólico só pode ter 9.6 MW de potencia instalada, correspondendo esta valor a 20% da potência instalada.

Na seguinte figura, podemos observar, a diferença da curva de potência do aerogerador V-80 2 MW quando se encontra em funcionamento normal e em funcionamento limitado a 1900 kW.

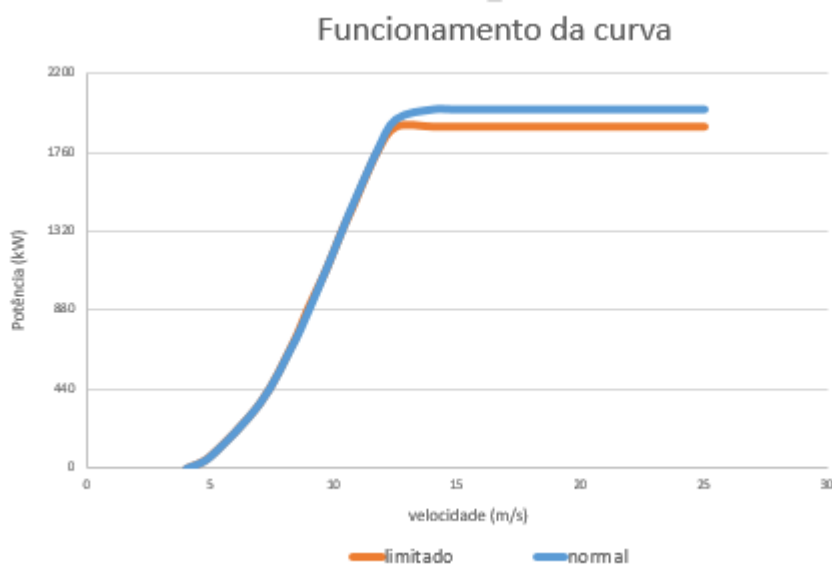


Figura 11- Curva de Potência do funcionamento normal e limitado da V-80 2 MW

Capítulo 5

Análise de investimento

Um investimento é uma aplicação de fundos para meios de produção com vista a um retorno futuro, ou seja, envolve decisões de aplicações a recursos com prazos longos. Esta análise permite verificar se o retorno compensará o valor investido, no entanto este investimento exclui despesas, tais como de manutenção, reposição de peças, etc.

Este capítulo serve apenas como base da análise de investimento para o projeto do sobreequipamento do parque eólico, pois para análise da empresa devem interferir outros fatores. Serão então, abordados alguns indicadores económicos que nos permitirão determinar o seu retorno de investimento num determinado período.

5.1 - Tarifas

Para o estado interessa fomentar o investimento em fontes de energia de origem endógena, pelo que procura cada vez mais reduzir as emissões poluentes e a importação de energia para Portugal.

Contudo, o estado para obter uma diminuição do impacto ambiental, uma melhoria de qualidade na rede de transporte e distribuição da energia às centrais renováveis, tabelou um conjunto de tarifas, desta forma, o estado paga uma bonificação, a tarifa *feed-in*, por kWh produzido.

Como já referido anteriormente no ponto 3.6.1 - Legislação, a remuneração para as instalações licenciadas ao abrigo do decreto-lei nº 189/88 de 27 de Maio, que foi alterado pelo decreto-lei nº 33-A/2005 de 16 de Fevereiro de 2005, retificado pelo decreto-lei nº 29/2005 e entretanto foi revisto novamente pelo decreto-lei nº 225/2007 de 31 de Maio, encontra-se o sistema remuneratório atual.

Desta forma, a fórmula da remuneração é composta pelo coeficiente que modula os valores das três parcelas (parcela variável, parcela fixa e parcela ambiental), o coeficiente de Z, o índice de preço do consumidor (IPC) e as perdas nas redes de transporte e distribuição.

Os valores que se aplicam na fórmula de remuneração acima referida, serão referenciados seguidamente de acordo com a legislação em vigor.

- O coeficiente que modula os valores das parcelas é igual a 1, como referido já no decreto-lei no ponto 3.6.1 - Legislação.
- A parcela variável tem em conta os custos associados à operação e manutenção, custos esses que seriam necessários à exploração dos novos meios de produção cuja construção é evitada pela central renovável e o valor pago nesta parcela é de 0,036 €/kWh [10].
- A parcela fixa traduz o custo unitário de investimento nos novos meios de produção, cuja construção é evitada por uma central renovável. O valor unitário de referência toma um valor de 5,44 kWh por mês [10].
- A parcela ambiental tem em conta as emissões de dióxido de carbono evitadas pela central, em detrimento de um outro meio de produção de energia não renovável. O valor unitário das emissões de dióxido de carbono que uma central evita é 370 g/kWh, já o valor de referência para as emissões de dióxido de carbono evitadas é de 7,5 €/MWh [10].
- O coeficiente de Z assume um regime de funcionamento no valor anual para as centrais eólicas de 4,6 [10].
- O IPC varia de modo a que o valor pago seja atualizado pela inflação, sendo que neste momento, o IPC altera-se de mês para mês.

Por fim, segundo o decreto-lei nº 51/2010 de 20 de Maio [9], no caso de o parque ser sobreequipado, é descontado 0,12% sobre a tarifa aplicável por cada aumento de 1% na capacidade instalada relativamente à potência de injeção atribuída.

Também refere na legislação que a tarifa *feed-in* remunera até um certo momento, ou seja, o parque eólico produzindo 33 GWh por cada MW instalado, ou passado 15 anos desde o início da atividade do parque, a compra de eletricidade passa a ser 52 €/MWh [10].

5.2 - Investimento no parque eólico

O investimento no parque eólico pode-se dividir em investimentos fixos e em investimentos variáveis. Os investimentos fixos são aqueles valores de estudos, tais como criação de acessos ao parque, encargos de licenciamento, linha de ligação à rede elétrica, etc.

Enquanto os investimentos variáveis são aqueles que dependem da potência a instalar e da potência do aerogerador a instalar, incluindo transporte, montagem, construção das suas fundações e das infraestruturas elétricas.

Existem custos de exploração, mas estes dependem do contrato realizado com a empresa, que irá ficar a cargo do serviço de manutenção.

Neste caso, o investimento no parque eólico compreende os custos da turbina, da construção civil e da eletrificação, sendo estes os pontos mais importantes para o investimento.

Na tabela seguinte podemos verificar os valores do investimento parcelares, sendo o investimento total cerca de 2 000 000,00 €.

Tabela 8 - Distribuição do investimento do sobreequipamento do parque eólico

Descrição	Total de Custo (%)
Construção Civil	5%
Ligação Elétrica	5%
Aerogerador V-100 2 MW	90%

5.3 - Indicadores de rentabilidade

Na avaliação da rentabilidade é preciso ter em consideração a atualização monetária, podendo ser este um projeto de investimento que se desenvolva a uma longa data, sendo que um dos fatores será a inflação, que altera o valor real do dinheiro.

Então, temos: O valor atual líquido (VAL), equação (1.4), serve para determinar o valor atual de pagamentos, em função do tempo, t , descontados a uma taxa de juros (taxa de atualização), i apropriada, menos o custo do investimento inicial.

$$VAL = -Investimento\ inicial + \sum_{t=0}^n \frac{FC}{(1+i)^t}, \quad (1.11)$$

onde, n é o número total de anos, t é período em meses, FC é o fluxo da caixa por período e i a taxa de atualização.

Após obtenção do VAL, no caso de $VAL > 0$, então podemos dizer que o projeto rentabiliza o investimento a uma taxa i anual. Caso se verifique o contrário, $VAL < 0$, podemos afirmar que o projeto não rentabiliza o custo de investimento, não compensa o investimento, ou não remunera o projeto à taxa de juro pretendida.

A taxa interna de retorno (TIR) é a taxa de atualização em que o VAL é nulo, ou seja, o TIR está intimamente ligada ao VAL. O TIR é a taxa da média em cada ano que um investidor obtém, sobre os capitais que se mantém investidos num projeto [11], isto é, a taxa necessária para igualar o valor do investimento realizado.

O TIR nesta dissertação apenas contabiliza os resultados da venda de energia e dos custos do investimento realizado, anteriormente referido.

Foi ainda obtido o período de retorno do investimento (PRI), sendo este o período na qual se obtém o retorno do investimento, em número de anos.

$$PRI = T_{quando \sum_{t=0}^T CF_t = I_0} \quad (1.12)$$

onde, CF_t é o fluxo de caixa total no ano t e I_0 é o fluxo de caixa do investimento inicial.

Após a obtenção destes três indicadores, VAL, TIR e PRI é possível obter uma estimativa do retorno do investimento.

Capítulo 6

Caso em estudo

Neste capítulo é apresentado o desenvolvimento do estudo realizado no sobreequipamento da central eólica de Felgar.

6.1 - Localização e descrição da central eólica sobreequipada

Como já referido anteriormente, a central eólica localiza-se em Torre de Moncorvo, na freguesia de Felgar do distrito de Bragança. Sendo os aerogeradores instalados em zonas com boa altitude, ou seja, locais bastante favoráveis para a produção de energia eólica.

O que se pretende realizar neste trabalho é o sobreequipamento da central eólica com um aerogerador do mesmo fabricante, mas com um modelo V-100 de 2 MW.

Podemos encontrar na tabela seguinte outras informações relativamente à central eólica sobreequipada.

Tabela 9 - Dados gerais do parque eólico sobreequipado

Potência instalada	9,6 MW
N.º de aerogeradores	5

6.2 - Desenvolvimento do projeto

O desenvolvimento do projeto teve por base dados reais fornecidos pela empresa proprietária das quatro turbinas V-80 já instaladas no parque. Foram fornecidos vários dados, tais como a direção relativa e absoluta, temperatura ambiente média, velocidade média,

desvio de padrão da velocidade, velocidade máxima e velocidade mínima, que serviram para obter várias conclusões ao longo do projeto.

No desenvolvimento do projeto apenas foram utilizados os valores da velocidade média num período de seis anos, com valores registados de dez em dez minutos numa fase inicial, como podemos ver nas três tabelas mais à frente referenciadas. Sendo posteriormente utilizado para simplificação de alguns métodos, num período de 4 anos com a média de trinta em trinta minutos para realização da análise económica.

6.2.1 -Estudo e análise da produção

Através da velocidade média dos dados históricos e com as curvas de potência dos aerogeradores V-80 e V-100 fornecidas pela empresa Vestas foram obtidos valores de potência para cada intervalo de tempo durante os quatro anos, para cada aerogerador. Após obter a potência anual do parque com os quatro aerogeradores V-80 e após verificação do resultado com dados reais de faturação, calculou-se a potência dos quatro aerogeradores mas para o modelo V-100. Depois de obter para os quatro aerogeradores V-100, foi realizada a média dos quatro para obter o novo aerogerador (V-100), estando estes valores representados nas tabelas seguintes.

Tabela 10 - Média da potência obtida dos quatro aerogeradores, para um intervalo de 10 minutos (kW)

AEG	1		2		3		4	
Modelo	V-80	V-100	V-80	V-100	V-80	V-100	V-80	V-100
Média (kW)	549,18	809,97	526,63	783,04	532,67	786,87	523,19	780,88

Tabela 11 - Média da potência obtida para o quinto aerogerador, num intervalo de 10 minutos (kW)

AEG	5	
Modelo	V-80 2MW	V-100 2MW
Média (kW)	532,91	792,78

Após os dados da produção da potência para cada aerogerador, é realizado um gráfico para se perceber melhor a diferença entre um modelo de aerogerador (V-80) e outro (V-100).

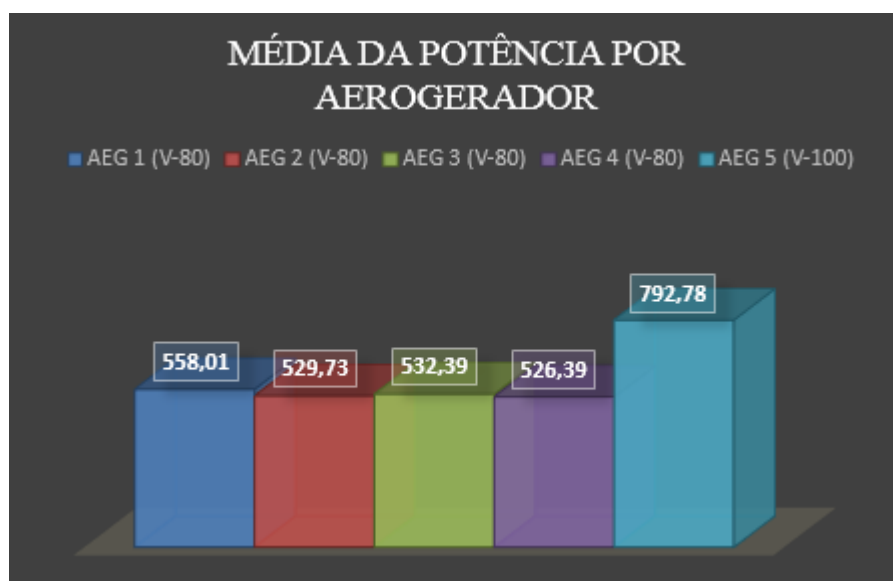


Figura 12 - Média da potência obtida para os aerogeradores num intervalo de 10 minutos (kW)

De acordo com o gráfico, verificamos uma produção média de dez em dez minutos no novo aerogerador de 792,78 kW. Após a obtenção dos dados das médias de cada aerogerador específico, analisou-se a produção que obteríamos na central com o sobreequipamento.

Na tabela seguinte, encontram-se os valores da potência produzida ao longo dos quatro anos anteriores ao atual, da central eólica atual, da central eólica sobreequipada e ainda da diferença de produção entre elas.

Tabela 12 - Média da potência da central eólica atual e sobreequipada num intervalo de 10 minutos

Ano	C/ 4 AEGs (kW)	C/ 5 AEGs (kW)	Diferença (kW)
2010	2318,02	3160,31	842,29
2011	1942,09	2667,24	725,15
2012	1979,99	2734,51	754,52
2013	2346,42	3195,60	849,17

Analisando a tabela anterior, verificamos que em dez minutos podemos produzir a mais em média cerca de 793 kW de potência com o novo aerogerador (AEG), que vai sobreequipar a central eólica.

No passo seguinte são analisadas as limitações, que tal como referido anteriormente, o parque eólico só pode ser sobreequipado num total de 20% da potência instalada, obtendo-se então uma potência instalada de:

$$\text{Potência Instalada} + \text{Potência Instalada} * 20\% = \text{Potência máxima instalada} \quad (1.13)$$

Como a potência atual instalada é de 8MW e o novo aerogerador será de 2MW, resultando em 10 MW de potência instalada com o sobreequipamento, têm-se que limitar um aerogerador ou vários, de forma ao total de potência instalada ser igual a 9,6MW.

Após um estudo realizado anualmente, em termos de produção, é mais rentável limitar as quatro turbinas V-80 de 2 MW já instaladas a 1,9 MW, do que limitar apenas uma a 1,6 MW, tal facto pode ser verificado na seguinte tabela:

Tabela 13 - Média anual da produção com limitação dos aerogeradores (MWh)

Aerogerador	Energia produzida (MWh)
Limitando só o AEG 1 a 1,6MW	14 347
Limitando só o AEG 2 a 1,6MW	14 357
Limitando só o AEG 3 a 1,6MW	14 350
Limitando só o AEG 4 a 1,6MW	14 364
Limitando só o AEG 5 a 1,6MW	14 217
Limitando AEG 1,2,3,4 a 1,9MW	14 388

Após análise dos resultados, verifica-se que os valores de produção anual variam entre 14000 MWh e 14500 MWh e que apesar da diferença dos valores parecer reduzida, na realidade torna-se bastante significativa. Desta forma, verifica-se que ao limitar os quatro aerogeradores (V-80) já instalados, a energia produzida é maior, logo esta opção é mais rentável.

O contrário, isto é, limitar a potência do novo aerogerador (V-100) não seria tão benéfico, uma vez que iria levar a uma diminuição do valor de produção, em média por ano, dos 14388 MWh para os 14200 MWh.

6.2.2 - Viabilidade económica

Na viabilidade económica do projeto, foi realizada a remuneração através dos dados de potência anteriormente obtidos, sendo posteriormente analisada para um período de 4 anos, com a média de meia em meia hora, em vez de ser de dez em dez minutos.

Existe um ciclo semanal opcional para consumidores em MAT, AT e MT em Portugal Continental de interesse para a realização da remuneração.

A seguinte figura apresenta a divisão, em horas, para a produção semanal com períodos de hora legal de Inverno e de Verão. A sua divisão implica ainda se é de segunda-feira a sexta-feira (Sem), sábado (Sáb), domingo (Dom) e se for feriado é considerado como domingo (Dom).

Ciclo semanal opcional para os consumidores em MAT, AT e MT em Portugal Continental

Ciclo semanal opcional para MAT, AT e MT em Portugal Continental			
Período de hora legal de Inverno		Período de hora legal de Verão	
De segunda-feira a sexta-feira		De segunda-feira a sexta-feira	
Ponta:	17.00/22.00 h	Ponta:	14.00/17.00 h
Cheias:	00.00/00.30 h	Cheias:	00.00/00.30 h
	07.30/17.00 h		07.30/14.00 h
	22.00/24.00 h		17.00/24.00 h
Vazio normal:	00.30/02.00 h	Vazio normal:	00.30/02.00 h
	06.00/07.30 h		06.00/07.30 h
Super vazio:	02.00/06.00 h	Super vazio:	02.00/06.00 h
Sábado		Sábado	
Cheias:	10.30/12.30 h	Cheias:	10.00/13.30 h
	17.30/22.30 h		19.30/23.00 h
Vazio normal:	00.00/03.00 h	Vazio normal:	00.00/03.30 h
	07.00/10.30 h		07.30/10.00 h
	12.30/17.30 h		13.30/19.30 h
	22.30/24.00 h		23.00/24.00 h
Super vazio:	03.00/07.00 h	Super vazio:	03.30/07.30 h
Domingo		Domingo	
Vazio normal:	00.00/04.00 h	Vazio normal:	00.00/04.00 h
	08.00/24.00 h		08.00/24.00 h
Super vazio:	04.00/08.00 h	Super vazio:	04.00/08.00 h

Figura 13 - Períodos horários de produção [12]

Após realizada a distribuição da energia produzida pelos períodos horários, obteve-se a seguinte tabela:

Tabela 14 - Distribuição da produção num período de quatro anos (kW)

	4 AEGs				5 AEGs			
	Ponta	Cheia	Vazio	Super V.	Ponta	Cheia	Vazio	Super V.
jan/10	308626,2	755674,7	580923,2	396303,5	384098,2	941737,0	749828,7	486836,5
fev/10	332408,7	766002,1	632252,0	331066,2	405943,4	928101,3	787039,5	403470,5
mar/10	315639,7	874457,2	430907,2	364518,8	380085,5	1077438,4	553359,6	448477,0
abr/10	51916,7	514028,1	320373,3	208223,5	77030,2	687350,1	433477,6	273165,0
mai/10	114758,4	612620,4	483424,4	263058,3	144992,3	779964,8	613627,0	338400,4
jun/10	59349,1	389263,5	341036,0	179558,8	82471,1	538820,5	470600,2	234373,4
jul/10	64288,9	487864,3	229140,5	180863,0	94582,5	663655,0	329754,9	251979,4
ago/10	81102,3	514063,9	278791,7	200683,7	115762,3	698402,2	383991,0	269813,6
set/10	63177,9	290665,7	221937,6	120275,6	99274,6	421336,1	305840,1	176606,0
out/10	145647,2	466716,0	669191,9	313998,3	181340,3	572997,0	817679,5	391886,7
nov/10	200408,6	543839,5	619470,8	293963,0	257870,8	688621,7	780891,8	366822,1
dez/10	31578,5	876531,7	654314,1	434645,0	401638,4	1032475,9	806565,6	537833,2
jan/11	226646,9	599400,5	477314,4	281292,0	278643,9	709868,3	579282,7	329879,5
fev/11	248226,3	532907,6	360399,4	233944,8	300464,7	682786,5	457425,1	297672,4
mar/11	199786,7	481560,3	396825,9	224192,6	267019,2	642488,3	528238,4	308140,1
abr/11	163347,2	403534,9	454744,7	287118,2	217751,6	532975,6	599153,4	387444,5
mai/11	170107,1	194371,7	323960,1	106593,6	237348,6	255382,0	432643,3	142586,5
jun/11	210023,3	362559,5	264674,0	196660,0	288313,6	503356,3	370970,3	258592,1
jul/11	304893,4	440253,5	409347,9	232131,1	396933,6	590352,9	541241,1	316082,0
ago/11	179720,4	215765,5	274479,6	145482,5	251799,5	313482,0	381465,4	200309,3
set/11	96607,1	194034,7	311315,5	154766,7	142191,3	282561,8	401597,3	201211,0
out/11	164597,2	438790,9	368438,1	205608,5	207165,3	562982,5	464267,2	268250,5
nov/11	249586,2	722076,4	609283,7	323318,8	313558,5	856361,3	707459,8	391215,4
dez/11	253075,8	519063,4	473873,1	316024,4	318769,7	662283,2	638024,8	416833,2
jan/12	136411,9	298606,4	279840,0	202917,3	180667,6	410621,9	380172,5	258985,4
fev/12	177505,3	507597,8	464007,9	312872,3	233905,2	638609,4	586792,0	393887,6
mar/12	19578,6	320001,4	344094,5	176804,5	266303,4	443113,0	473079,2	239438,6
abr/12	260194,7	589183,2	524988,4	240248,7	324566,7	742922,0	656504,4	308717,4
mai/12	234698,8	593128,7	328570,2	191481,1	320275,7	743994,8	436028,5	260533,3
jun/12	201777,2	353772,2	311128,4	104792,5	284595,6	502779,6	443648,3	151471,3
jul/12	280315,1	393028,3	318344,6	184536,3	379774,6	537706,3	445680,3	263844,2
ago/12	223112,7	308026,6	284966,3	105873,9	307732,2	428356,2	399355,3	155571,3
set/12	209837,1	413296,6	508230,7	273268,1	277503,5	551501,7	625357,3	356165,7
out/12	176553,9	364943,7	283514,2	216614,3	234420,4	471392,3	373386,5	265503,4
nov/12	356688,1	785193,9	575183,3	367503,3	432928,1	982406,9	731113,0	464716,9
dez/12	235272,4	388933,1	424457,6	241073,7	293237,9	489527,6	541587,6	300309,9
jan/13	198206,2	456477,0	648377,0	276650,1	260564,7	583083,7	777074,5	340006,1
fev/13	265253,7	636934,2	517194,5	261719,3	329360,9	780678,8	633997,0	328525,3
mar/13	366267,7	952364,4	864742,3	432383,4	445268,5	1163049,1	1090134,7	550528,5
abr/13	286782,9	680158,4	483698,0	326812,6	344470,6	847945,7	613377,6	404380,8
mai/13	230269,0	362025,6	247407,7	170898,2	283688,0	484319,5	352744,8	236214,6
jun/13	208230,8	381290,3	390196,5	272148,9	274101,1	519193,2	526904,8	348776,9
jul/13	185044,2	248456,3	222248,0	142223,0	260074,0	346844,5	317711,0	197069,4
ago/13	227095,9	322132,1	269457,3	239314,9	289163,1	442560,2	381106,3	333849,9
set/13	181002,5	424286,4	356695,8	232512,3	253764,7	536394,3	478675,5	304503,3
out/13	250420,1	590997,4	344721,5	282274,9	315151,0	726859,4	465351,0	357742,8
nov/13	321725,3	718420,1	527108,3	355171,8	409389,6	919181,0	673081,0	429350,0
dez/13	310384,8	658307,3	488611,8	301507,1	382441,3	838979,2	617048,4	380267,8

Numa outra tabela, podemos verificar a produção anual da central eólica com os quatro aerogeradores (AEGs) e para o sobreequipamento, ou seja, com cinco AEGs.

Tabela 15 - Produção anual (GWh)

Data	4 AEGs	5 AEGs
2010	17,9	23,0
2011	15,0	19,5
2012	15,3	20,0
2013	18,1	23,2

De seguida é realizada a remuneração para os quatro anos da central eólica (4 AEGs), depois para a central eólica sobreequipada (5 AEGs), seguindo os passos do decreto-lei mencionados no ponto 3.6.1 - Legislação, obtém-se a seguinte tabela:

Tabela 16 - Dados anuais da central eólica

Data	Produtividade (horas)		Faturação anual (€)	
	4 AEGs	5 AEGs	4 AEGs	5 AEGs
2010	2340	2376	1 730 109	2 161 525
2011	1961	2014	1 539 591	1 952 909
2012	1995	2072	1 614 003	2 057 524
2013	2368	2402	1 868 282	2 407 166

Após análise da tabela 16, verificamos que com o sobreequipamento, tal como seria esperado, a central eólica trabalha mais horas apesar da sua limitação. A nível do valor recebido anualmente de tarifa *feed-in* observa-se um aumento significativo do valor, cerca de 450 000 € de média por ano.

Conclui-se que com o sobreequipamento da central eólica, há um aumento da produção, logo um aumento no valor da faturação recebido anualmente, valor esse já minimizado segundo o decreto-lei, que é descontado 0,12% da tarifa por cada 1% de sobreequipamento, pelo que há uma descida do preço por MWh de energia produzida, como se pode verificar no gráfico seguinte:

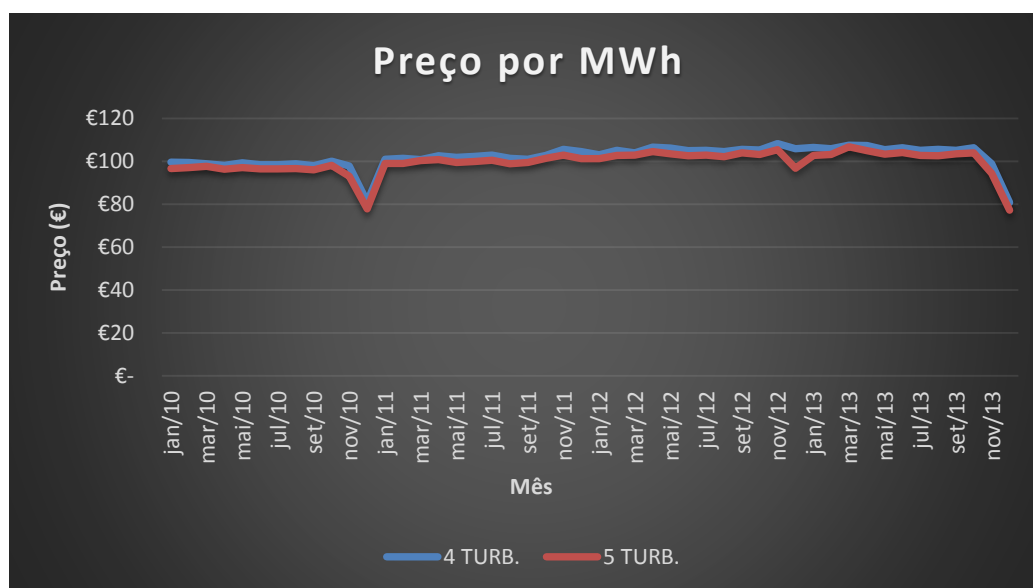


Figura 14 - Preço por MWh nos quatro anos

Verificamos que o gráfico apresenta uns picos negativos, razão causada pelo coeficiente de Z e consequentemente pela produtividade em horas causada pelo sobreequipamento.

Após obtenção da remuneração para os últimos quatro anos, verificou-se que foram ao encontro dos dados reais da empresa, então decidiu-se realizar um estudo de remuneração para os próximos quinze anos (2014 a 2028), obtendo assim uma melhor estimativa. Para isso, foi realizado um estudo com três estados de espírito, ou seja, para o estado de espírito conservador, em que foi utilizado a média dos quatro anos de cada mês, com uma taxa de atualização ao ano do índice de preços no consumidor (IPC) de +0,5%, posteriormente para o estado de espírito pessimista, utilizando o mínimo dos quatro anos de cada mês com uma taxa de atualização ao ano do IPC de -0,5% e ainda para o estado de espírito otimista utilizando o máximo de cada mês dos quatro anos, com uma taxa de atualização ao ano do IPC de +3%.

Podemos observar na figura seguinte como se comportam os índices de preços no Consumidor (IPC) para os três estados ao longo dos quinze anos:

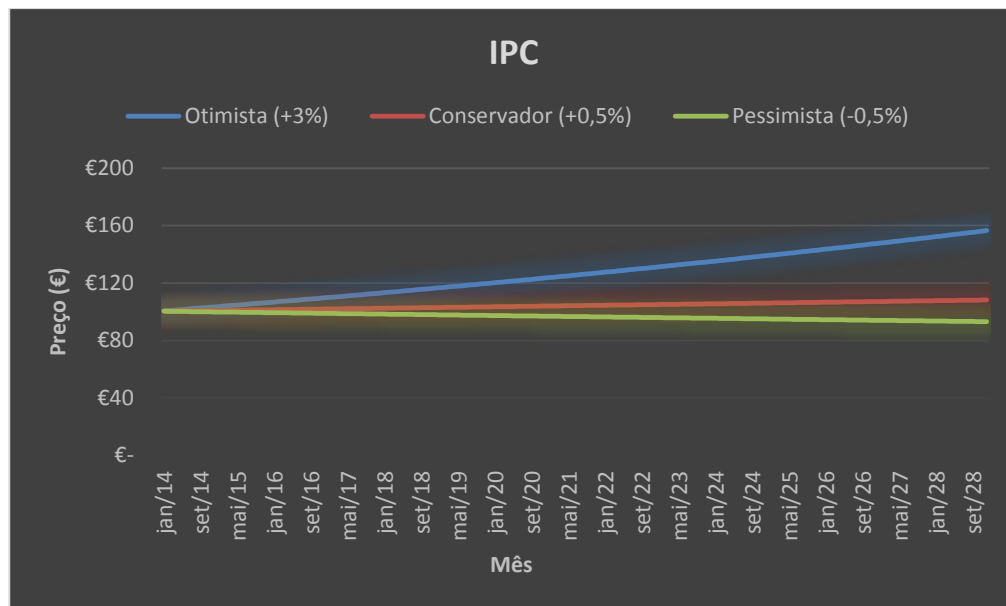


Figura 15- Evolução do IPC

Após verificar a variação do IPC ao longo dos anos, recorreu-se aos indicadores de rentabilidade anteriormente mencionados, para concluir a análise económica.

O indicador VAL define qual o estado mais rentável, em termos de retorno de investimento. Tal como se pode verificar na tabela seguinte e era de esperar, o otimista é o que vai apresentar maior retorno:

Tabela 17 - Análise do investimento para os três estados de espírito

VAL	Pessimista	Conservador	Otimista
Data / Investimento	- 2 000 000 €	- 2 000 000 €	- 2 000 000 €
2014	- 1 665 371,26 €	- 1 589 824,27 €	- 1 542 198,36 €
2015	- 1 297 028,79 €	-1 177 597,65 €	- 1 070 662,66 €
2016	- 930 528,02 €	- 763 309,90 €	- 584 980,90 €
2017	-565 859,76 €	- 346 950,72 €	- 84 728,68 €
2018	- 203 014,84 €	71 490,26 €	430 531,10 €
2019	158 015,85 €	492 023,45 €	961 248,68 €
2020	517 241,40 €	914 659,30 €	1 507 887,78 €
2021	874 670,81 €	1 339 408,33 €	2 070 926,06 €
2022	1 230 313,08 €	1 766 281,11 €	2 650 855,48 €
2023	1 584 177,13 €	2 195 288,25 €	3 248 182,79 €
2024	1 936 271,87 €	2 626 440,42 €	3 863 429,92 €
2025	2 286 606,13 €	3 059 748,36 €	4 497 134,46 €
2026	2 635 188,72 €	3 495 222,84 €	5 149 850,14 €
2027	2 982 028,40 €	3 932 874,69 €	5 822 147,29 €
2028	3 327 133,88 €	4 372 714,80 €	6 514 613,35 €

Através da tabela anterior, no estado otimista obtemos então um retorno de investimento ao fim de quase três anos, enquanto no pior caso, que é o caso do estado de espírito pessimista, o retorno de investimento ocorre ao fim de cinco anos, ou seja:

Tabela 18 - Período de retorno do investimento

PRI	Pessimista	Conservador	Otimista
Anos	5	4	4

Com uma taxa interna de retorno:

Tabela 19 - Taxa interna de retorno do investimento

TIR	Pessimista	Conservador	Otimista
Ano	10%	15%	21%

Portanto, verificamos que ao fim de quatro, cinco anos obtemos o retorno do investimento qualquer que seja o estado de espírito. Podemos também verificar que para o estado de espírito conservador o retorno de investimento é realizado ao final do mesmo período que para o estado otimista, mas como seria de esperar e está demonstrado na seguinte tabela, em média por ano, o lucro é maior para o otimista.

Tabela 20 - Média do lucro obtido por ano

	Pessimista	Conservador	Otimista
Lucro por ano	335 142,26 €	424 847,65 €	567 640,89 €

Considerando os três estados de espírito, obteríamos em média um retorno de 22,5% do investimento ao ano.

Capítulo 7

Conclusões

Neste capítulo vão ser apresentadas conclusões concretas do trabalho realizado e sugestões para uma melhor implementação da energia eólica.

7.1 - Sobre o trabalho

Podemos concluir que como a previsão do vento é de difícil precisão, então trabalhando com valores reais de vento anteriormente obtidos através dos aerogeradores já instalados, obtém-se uma melhor perspectiva.

A utilização do programa comercial Excel foi uma ferramenta que permitiu diminuir bastante os processos de cálculo para as várias ocasiões, ou seja, como a informação fornecida era elevada, de vários anos, permitiu através de condições limitar os aerogeradores, limitar a produção máxima, a divisão da produção em períodos horários e fazer os vários passos para a análise económica.

Através da legislação verificou-se que o aumento da central eólica é de 20% da sua potência instalada, mas a entrega de energia à rede não se altera, ou seja, fica na mesma 8 MW.

A metodologia foi testada para 5 aerogeradores Vestas, quatro V-80 de 2 MW que produz cada um numa média anual cerca de 536,60 kW por dez minutos e um V-100 de 2 MW que produz numa média anual cerca de 793 kW por dez minutos, e a partir destes valores foram realizados dados relativamente à central eólica, tanto para a central com quatro aerogeradores V-80 para comparação com valores reais, como para o sobreequipamento da central, ou seja, quatro aerogeradores V-80 mais um aerogerador V-100.

Após realização da análise económica para o sobreequipamento da central eólica, podemos concluir que ao fim de quatro, cinco anos o investimento encontra-se pago.

Em suma, podemos dizer que o sobreequipamento da central é bastante viável, qualquer que seja o estado de espírito e consequentemente um grande crescimento na produção.

Conclui-se também que com o sobreequipamento do parque eólico, esse contribui para compensar as perdas de operação.

7.2 - Sobre o futuro

Neste ponto vou falar mais sobre a legislação, mais pelo facto de o sobreequipamento da central eólica ser limitada a 20% da sua potência instalada e pelo facto de a energia entregue à rede não se alterar.

Após realização deste trabalho, cheguei à conclusão que se não existisse estas leis, restrições, haveria um maior incentivo à produção de energia e assim um combate maior para o nosso défice de energia. Outro senão, é para o caso de uma central eólica ao ser sobreequipada só poderá ser num total de 20% da potência instalada, o que leva à limitação do mesmo ou de um aerogerador e até à perda de energia, energia essa que por vezes nos é escassa.

Portanto, do ponto de vista das legislações impostas, conclui-se que poderiam ser tabelados diferentes valores limites de sobreequipamento, consoante a potência instalada, ou seja, quanto menor fosse o parque, maior seria o valor da sua limitação. Porque para parques eólicos pequenos não será muito benéfico o seu sobreequipamento, pelo simples facto do tempo de vida de um aerogerador ser aproximadamente vinte anos, podendo por vezes não ser possível o seu retorno, consequência que pode resultar no não sobreequipamento.

Contudo, penso que a alteração dos decretos-lei, poderão ser mais um incentivo na produção de eletricidade de um modo mais ecológico.

Anexos

Anexo 1

As diversas categorias de perdas de produção representadas na tabela seguinte, são apenas exemplos de situações que podem afetar a produção final da central eólica.

Eficiência Elétrica	
Eficiência elétrica operacional	Eficiência dos aparelhos eletrônicos e o desgaste dos mesmos
Consumos da central eólica	Consumo do equipamento elétrico das turbinas
Perdas por efeito de Esteira	
Esteira Interna	Influência que os aerogeradores de uma central eólica causam entre si
Esteira Externa	Influência dos aerogeradores de uma central eólica vizinha
Disponibilidade do aerogerador	Previsão da perda de produção associada ao tempo de paragem do aerogerador
Disponibilidade da rede	Disponibilidade da rede interna da central eólica
Cortes	
Gestão da central eólica	Perdas de produção associadas
Cortes na rede	Em certas ocasiões, devido a negociações com o operador de rede, a central pode ter que ser desconectada da rede, pelo que não faz sentido produzir energia nessas situações.

Desempenho do aerogerador

Histerese nas altas velocidades de vento	Quando a velocidade de cut-out é ultrapassada, os aerogeradores desligam-se, ou seja, quando existe flutuações do vento, é aplicada uma histerese à velocidade de arranque da turbina para evitar que esta esteja repetidamente a desligar e ligar o aerogerador.
---	---

Ajuste da curva de potência do aerogerador ao local	Quando os locais de teste de um aerogerador e o local de instalação são muito diferentes, pode provocar alterações significativas no escoamento.
--	--

Causas Ambientais

Acesso ao local	Dificuldade no acesso a áreas remotas onde os aerogeradores tiveram que parar para reparação e tenha sido dificultado pelo mau tempo.
------------------------	---

Degradação das pás	Desgaste das pás devido à utilização, acumulação de sujidade e formação de gelo.
---------------------------	--

Anexo 2

Neste anexo, é apresentada as curvas de potência e as características das duas turbinas eólicas, V-80 e V-100 respetivamente.



Figura A2. 1 - Performance da turbina Vestas V-80 de 2 MW [7]

Power Curve

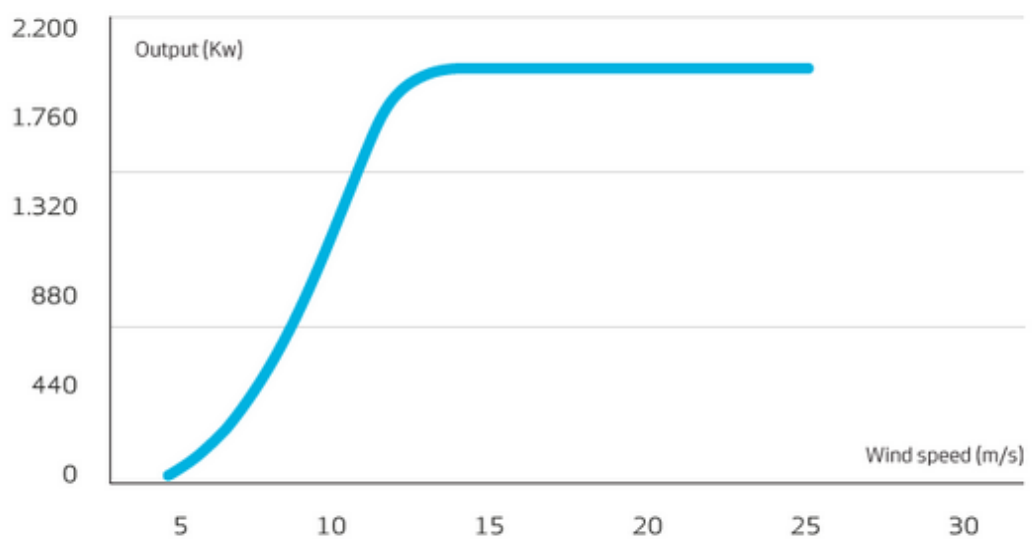


Figura A2. 2 - Curva de Potência da turbina V-80 de 2 MW [7]

OPERATIONAL DATA	
Rated power	2,000 kW (50/60 Hz)
Cut-in wind speed	4 m/s
Rated wind speed	14 m/s
Cut-out wind speed	25 m/s
Wind class	IEC IA
Operating temperature range standard turbine	-20 °C to 40 °C
Operating temperature range low temperature turbine	-30 °C to 40 °C
SOUND POWER	
Max 105 dB (Mode O, 10 m above ground, hub height 80 m, air density 1.225 kg/m ³)	
ROTOR	
Rotor diameter	80 m
Swept area	5,027 m ²
Air brake full blade feathering with 3 pitch cylinders	
ELECTRICAL	
Frequency	50/60 Hz
Generator type 4-pole (50 Hz)/6-pole (60 Hz) doubly fed generator, slip rings	
Nominal output	50 Hz: 1,800 kW/2,000 kW; 60 Hz: 1,815 kW
GEARBOX	
Type two helical stages and one planetary stage	
TOWER	
Type	tubular steel tower
Hub height	80 m
NACELLE DIMENSIONS	
Height for transport	4 m
Height installed (incl. CoolerTop*)	5.4 m
Length	10.4 m
Width	3.5 m
HUB DIMENSIONS	
Max. transport height	3.4 m
Max. transport width	4 m
Max. transport length	4.2 m
BLADE DIMENSIONS	
Length	39 m
Max. chord	3.4 m
Max. weight per unit for transportation	70 tonnes

Figura A2. 3 - Características da turbina V-80 de 2 MW [7]



Figura A2. 4 - Performance da turbina Vestas V-100 de 2 MW [8]

Power Curve

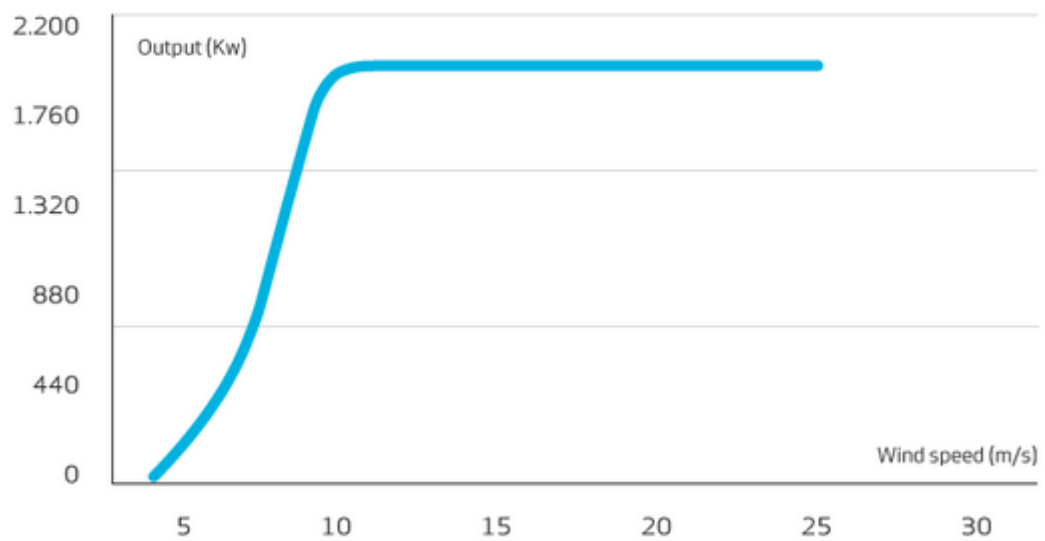


Figura A2. 5 - Curva de Potência da turbina V-100 de 2 MW [8]

OPERATIONAL DATA	
Rated power	1,800/2,000 kW (50/60 Hz)
Cut-in wind speed	3 m/s
Rated wind speed	12 m/s
Cut-out wind speed	20 m/s
Wind class	S (IEC IIIA average wind/IEC IIA extreme wind) IEC IIB (50/60 Hz) IEC IIB (50/60 Hz)
Operating temperature range standard turbine	-20 °C to 40 °C
Operating temperature range low temperature turbine	-30 °C to 40 °C
SOUND POWER	
Max 105 dB (Mode 0, 10 m above ground, hub height 80 m, air density 1.225 kg/m ³)	
ROTOR	
Rotor diameter	100 m
Swept area	7,854 m ²
Air brake full blade feathering with 3 pitch cylinders	
ELECTRICAL	
Frequency	50/60 Hz
Generator type 4-pole (50 Hz)/6-pole (60 Hz) doubly fed generator, slip rings	
GEARBOX	
Type two planetary stages and one helical stage	
TOWER	
Type	tubular steel tower
Hub heights	80 m, 95 m and 120 m (IEC IIIA)
NACELLE DIMENSIONS	
Height for transport	4 m
Height installed (incl. CoolerTop®)	5.4 m
Length	10.4 m
Width	3.5 m
HUB DIMENSIONS	
Max. transport height	3.4 m
Max. transport width	4 m
Max. transport length	4.2 m
BLADE DIMENSIONS	
Length	49 m
Max. chord	3.9 m
Max. weight per unit for transportation	70 tonnes

Figura A2. 6 - Características da turbina V-100 de 2 MW [8]

Referências

- [1] Rui Castro. Energias renováveis e produção descentralizada, introdução à energia eólica.
- [2] American Wind Energy Association. Comparative air emissions of wind and other fuels, 2008. Disponível em <http://www.awea.org/pubs/factsheets/EmissionKB.PDF>. Último acesso em Junho de 2014
- [3] Direção Geral de Energia e Geologia. Disponível em <http://www.dgeg.pt/>. Último acesso em Março de 2014.
- [4] J. M. Moran e M. D. Morgan, Meteorology: The Atmosphere and Science of Weather, Prentice Hall, 1996.
- [5] Troque de Energia. Disponível em <http://www.troquedeenergia.com/Produtos/LogosDocumentos/IntroducaoAEnergiaEolica.pdf>. Último acesso em Maio de 2014.
- [6] Agência Nacional de Energia Elétrica. Disponível em http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/atlas/energia_eolica/6_4.htm.
- [7] Vestas. Disponível em http://www.vestas.com/Files/Filer/EN/Brochures/090821_Product-brochure-V80-2.0MW-06-09-EN.pdf. Último acesso em Março de 2014.
- [8] Vestas. Disponível em http://www.vestas.com/Files/Filer/EN/Brochures/090821_Product-brochure-V80-2.0MW-06-09-EN.pdf. Último acesso em Março de 2014.
- [9] Decreto-Lei nº 51/2010 D.R. 1ª série 98 (20-05-10) 1740-1741.
- [10] Decreto-Lei nº 225/2007 D.R. 1ª série 105 (31-05-07) 3630-3638.
- [11] C. Barros, Decisões de Investimento e Financiamento de Projetos, Lisboa: Edições Sílabo, 1995.
- [12] Entidade reguladora dos serviços energéticos. Disponível em <http://www.erse.pt/pt/Paginas/search.aspx?k=periodos+horarios>. Último acesso em Maio de 2014.
- [13] Decreto-Lei nº 357-A/2007 D.R. 1ª série 210 (31-10-07) 1180-1801.
- [14] Decreto-Lei nº 596/2010 D.R. 1ª série 147 (30-07-10) 2923-2954.
- [15] Decreto-Lei nº 339-C/2001 D.R. 1ª série 300 (29-12-01) 8520-(2)-8520-(3).
- [16] Decreto-Lei nº 69/2000 D.R. 1ª série 102 (03-05-00) 1784-1801.
- [17] Decreto-Lei nº 1229-1235/2004 D.R. 2ª série 26 (31-01-04) 1731-1733.
- [18] Cláudio Monteiro. Projeto de Parques eólicos - apontamentos de energia eólica e solar. 2008.

- [19] Cláudio Monteiro. Produção dispersa - remuneração da produção dispersa. 2007.
- [20] Cláudio Monteiro. Sistemas de Energia eólica. Disponível em <http://www.mundovestibular.com.br/articles/374/2/ENERGIA-EOLICA-/Paacutegina2.html>. Ultimo acesso em Março de 2014.
- [21] Cláudio Monteiro. Energia eólica. Disponível em <http://www.mundovestibular.com.br/articles/374/2/ENERGIA-EOLICA-/Paacutegina2.html>. Ultimo acesso em Março de 2014.
- [22] Peças Lopes. Gestão de sistemas elétricos com elevada integração de geração eólica. 2005.
- [23] Cláudio Monteiro. Tecnologia eólica - apontamentos de energia eólica e solar.
- [24] Instituto nacional de estatística. Disponível em http://www.ine.pt/xportal/xmain?xpid=INE&xpgid=ine_pesquisa&frm_accao=PESQUISAR&frm_show_page_num=1&frm_modos_pesquisa=PESQUISA_SIMPLES&frm_modos_texto=MODO_TEXTO_ALL&frm_texto=ipc&frm_imgPesquisar. Ultimo acesso em Maio de 2014.
- [25] Cláudio Monteiro. Previsão de produção eólica - apontamentos de técnicas para previsão 2008. 2003.
- [26] DGEG, “Estatísticas Rápidas - Renováveis,” 2012. Ultimo acesso em Abril de 2014.